

Compte-rendu Verbatim

Réunion d'expertise scientifique Éolien 2030

Mardi 22 février 2022 en ligne

Salle/adresse : En ligne

Nombre de participants : 43

Début/fin : 14h > 17h30

Intervenants CPDP :

Arnaud Passalacqua : membre de la commission particulière du débat public

Luc Picot : Secrétaire général de la commission

Intervenants

Anne Georgelin : Responsable de la filière énergies marine renouvelables et Hydroélectricité SER

Guillaume Rouvière : DGEC

Matthieu Monnier : Adjoint délégué général FEE

Pierre Héraud : Ingénieur éoliennes en mer DNV

Emmanuelle Carpentier : Association Ré avenir

Alexis Darquin : Chef de projet énergies renouvelables Equinor

Patrick Salez : Association Ré avenir

Pierre Guérin : expert renouvelables 2H Offshore

Faustine Masson : Chargée de mission CRPMEM Nouvelle-Aquitaine

Daniele Botrugno : Manager projet offshore RTE

Élodie Jaussaud : RTE

Jean-Yves Grandidier : Président VALOREM

Arnaud Passalacqua : (...) typique de la technique éolienne en mer puisque notamment après un voyage que nous avons fait avec un collègue de la commission Denis Cuvillier au salon Wind Europe à Copenhague, on a bien compris qu'il y avait tout un front nouveau, plus lointain que ce soit du posé ou que ce soit du flottant. Puis, dans les phases de scénarios que nous avons faits et émerger d'un certain nombre de parties prenantes, on voit bien que dans les différents scénarios, il y en a plusieurs qui vont vers une sortie de la zone proposée par l'État, vers une zone plus lointaine. Une fois qu'on a envisagé cette possibilité, on s'est retrouvé un peu face à l'inconnu qui est : « C'est bien beau de parler de tous ces scénarios d'éventuellement sortis et aller un peu plus loin vers les 70 mètres en posé, éventuellement vers du flottant », quand est-il de la faisabilité de ces solutions ? Est-ce qu'elles sont envisageables à moyen terme ? Celui peut-être du parc voire du deuxième parc ou est-ce que c'est vraiment dans trop longtemps ? Est-ce qu'elles sont techniquement possibles ? Est-ce qu'elles sont intéressantes économiquement ? C'est l'ensemble de ça qu'on voudrait explorer cet après-midi. Sachant que la Commission a mandaté une expertise complémentaire qui sera versée aux documents du débat public pour essayer à dire d'experts de savoir ce qu'on peut en penser aujourd'hui, pour la zone précise au sens large d'Oléron. Voilà ce qu'on va explorer cet après-midi. Peut-être que Luc, je vais te laisser te présenter le déroulé éventuellement.

Luc Picot : Déjà, on vous remercie parce que c'est une réunion qui devait se tenir fin janvier, qu'on a dû malheureusement décaler et qui a lieu aujourd'hui, plutôt en fin de débat public. Le débat finit le 28 février, dans un peu moins d'une semaine. Une réunion qui arrive juste après un festival qui a été organisé sur la question Énergies et Océan où un certain nombre de sujets ont déjà été évoqués. Je vous prie de nous excuser par ailleurs s'il y a quelques improvisations quant à l'organisation de cette journée qui arrive dans un trend assez dense pour la Commission. Pour la page de pub, il y a une réunion demain après-midi aussi en visio sur l'ancrage territorial du projet, la question paysagère également et les usages de la mer au regard de l'implantation d'un parc éolien. Ce sera la dernière réunion thématique, demain après-midi, pour ceux qui auront la possibilité de se connecter. Aujourd'hui, on est dans la question de quels sont les possibles de l'éolien en 2030 ? On a structuré en trois temps qui sont un peu arbitraires et qui vont peut-être s'entremêler. Le premier, on a demandé aux deux grands syndicats, le SER et la FEE, Anne Georgelin et Matthieu Monier de nous poser les questionnements que soulève le fait de faire des éoliennes posées à grande profondeur. Quelles questions ça soulève d'un point de vue technique, économique, de structuration de filières ? On leur donnera la parole. Après, on a un certain nombre d'experts qui vont nous donner leur contribution sur la faisabilité technique et les conditions économiques des éoliennes posées à grande profondeur. On a mis comme arbitrage grande profondeur autour des 60 mètres et plus. Mais peut-être que tout cela est à définir plus précisément. La dernière session qui sera sur l'éolien flottant, la possibilité de recourir à cette technologie pour la proposition de deux projets qui sont soumis au débat public. Le premier projet est attribué pour le prochain appel d'offres et le deuxième projet pour l'appel d'offres,

on n'a pas le numéro encore. Si tous ces projets ont l'arbitrage ministériel pour être lancés. Je mets toujours la réserve de précaution. On voit bien que les sujets seront un peu imbriqués, notamment l'imbrication première. Mon alerte, c'est de bien distinguer les deux questions, la première la faisabilité technique de faire du posé, grande profondeur ou du flottant, et la deuxième, l'opportunité économique a priori, mais aussi l'opportunité vu le contexte territorial de la Charente-Maritime de recourir à l'une ou l'autre des technologies. Je crois qu'il faut bien distinguer les questions. On pourrait répondre très facilement : « C'est possible techniquement, mais ce n'est pas opportun économiquement », je pense qu'il faut bien distinguer les questions puisque la question de l'opportunité relève déjà d'une discussion dans le cadre du débat public puis aussi, in fine, elle sera tranchée par une décision ministérielle de recourir à l'un ou à l'autre. Sans plus attendre, je vais donner la parole à Anne Georgelin et Matthieu Monier.

Anne Georgelin : Bonjour à tous. On va se partager la parole avec Matthieu en effet pour vous présenter ces quelques éléments en ce début d'après-midi au nom du Ser et de FEE les deux fédérations professionnelles qui rassemblent les acteurs de l'éolien en mer, en France. On a quelques éléments d'introduction pour alimenter ensuite les échanges et peut-être des phases de questions. Le premier point sur lequel on voulait revenir, c'était sur les questions de temporalité et calendrier de mise en œuvre du projet. Parce que quand on parle de techniques et de technologies, ce sont des éléments à prendre en compte. Vous l'avez signalé, l'éolien en mer, c'est une technologie qui évolue rapidement. C'est un retour d'expérience qu'on a eu. Depuis les premières éoliennes installées en 1991, les machines sont maintenant sans commune mesure tant dans la technologie que dans les proportions, même si le principe de base reste le même. Un marché qui évolue très vite et pour autant, des projets qui sont quand même des grands projets d'infrastructures, de développement territorial et de gestion de projets industriels et qui nécessairement prennent du temps. En France, et je pense que ça a été un des points rappelés tout au long du débat, les premiers projets éoliens en mer qui sont maintenant en construction ont pris du temps, c'est certain. Plus de 10 ans et 12-15 ans pour certains. On a collectivement l'ambition de faire mieux. On pense que c'est nécessaire pour tout un tas de raisons, que ça aille de nos besoins en énergie, du changement climatique ou même des questions d'acceptabilité et de bonnes conditions de développement du projet. Pour autant, il faut collectivement reconnaître qu'un gros projet d'infrastructure, ça prend nécessairement du temps. C'est une donnée en France, mais ailleurs en Europe aussi. On imagine assez difficilement comment faire émerger ces projets de la phase d'initiation jusqu'à la phase de mise en service en moins de 7 à 8 ans. Aujourd'hui, l'hypothèse qu'on a du côté de la profession, c'est qu'entre l'attribution d'appel d'offres et la mise en service d'un parc, on compte 7 à 8 ans. Ça peut s'améliorer sur différents points. On voulait juste vous les détailler, mais pour ne pas être complètement conventionnel, plutôt en partant de la droite du tableau pour aller vers la gauche, en prenant le cas d'un parc qu'on mettrait en service en 2030-2031. Un parc éolien en mer, admettons 1 gigawatt voire un peu moins, en tout cas un parc commercial, un projet d'envergure qui représente un demi-milliard d'euros d'investissement, mis en service en 2030, on compte à peu près 3 ans pour produire tous les composants à terre, réaliser l'installation des fondations en mer et des éoliennes sur ces fondations si on est sûr de l'éolien en mer posé ou alors produire tous les composants, réaliser l'assemblage des éoliennes et de leur fondation à terre et ensuite les installer en mer. Ce temps d'installation intègre le temps

d'installation des équipements nécessaires aux raccordements que ce soit la sous-station électrique, les câbles exports ainsi que la partie « atterrage ». Bien sûr ce temps de construction peut varier en fonction des saisons. On parle en année calendaire, mais les temps d'installation sont plus efficaces si on est sur des périodes d'installation qui couvrent les mois avec les fenêtres météo les plus propices ou si on commence un premier décembre, ce n'est pas tout à fait la même chose que quand on peut lancer un projet au premier mai. Et encore, ça dépend des opérations qui sont nécessaires en mer, de l'équipe du projet et du lieu d'installation. Ce temps d'installation, c'est un axe sur lequel il y a eu beaucoup de progrès effectués sur ces 10 dernières années. Les installateurs et les industriels sont constamment à la recherche d'innovation pour installer plus vite ou alors dans des conditions qu'on imaginait moins faisables avant. Parce que justement ça permet d'avoir des projets plus rapidement opérationnels, puis aussi de mobiliser des navires d'installation pendant moins longtemps. Quand on est capable d'installer une éolienne en un jour plutôt qu'en trois, on réduit sensiblement le temps de location des navires-installateur d'éolienne qui coûtent très cher à la mobilisation par jour. Ça a été un des facteurs de réduction des coûts important de l'éolien en mer ces dernières années. Voilà pour la phase la plus à gauche. On revient un peu avant. Qu'est-ce qu'il se passe juste avant le lancement du go pour la production des composants et leur installation ? C'est la partie décision d'investissement. Une fois que toutes les autorisations ont été obtenues, ce sont des grands projets d'investissement donc il y a un peu de travail de financement, de documentation bancaire à mettre en place pour s'assurer de réaliser l'investissement et le préparer. Puis c'est une fois que l'investissement est réalisé que toutes les commandes peuvent être adressées aux différents fournisseurs. Ce qui s'est passé avant cette décision d'investissement qui est un jalon clé, c'est l'étape où on estime prendre entre 4 et 3 ans de ce qu'on dirait en anglais le permitting, la phase d'autorisation du projet avec le porteur de projet désigné à l'issue de l'appel d'offres qui va réaliser un certain nombre d'études, notamment l'étude d'impact du projet en croisant l'état initial de l'environnement sur le site retenu et les différentes options technologiques de son projet pour réaliser l'étude d'impacts, constituer son dossier de demandes d'autorisations, le soumettre au service de l'État qui eux vont se charger de l'instruction qui prend aussi un certain temps, intégrant notamment la phase d'enquête publique. Puis ensuite, l'éventuelle période de recours à l'encontre de ces autorisations. Si on revient sur la toute première étape qui était celle initiant ce processus, c'est la phase d'attribution d'appel d'offres. Ce qui s'est passé avant, c'est l'appel d'offres, c'est le débat public, c'est la phase où on est aujourd'hui dans le cadre d'un éventuel projet au large de la nouvelle Aquitaine. Ce qu'on voulait signaler, c'est que les choix technologiques se font à plusieurs moments. Bien sûr, ils se font avant l'installation puisqu'au moment de l'installation, il n'y a plus qu'à produire les composants et les installer donc c'est trop tard pour adapter quoi que ce soit. En revanche, il y a un moment important qui est celui des années de demandes d'autorisations. Justement parce que le marché et les technologies de l'éolien en mer évoluent très vite et en même temps, on voit qu'un projet entre la demande d'autorisations et l'installation, il y a quand même bien environ 5 ans qui peuvent s'écouler, ont été mises en place un certain nombre de mesures et d'adaptations de la réglementation assez caractéristiques en France, mais aussi en Europe. En France, ça a pris la forme d'un permis à caractéristiques variables. Ce qui veut dire qu'au moment de la demande d'autorisation sur son projet, le pétitionnaire à la possibilité de réaliser l'étude d'impacts et de demander à être autorisé non pas sur la base d'une seule machine éolienne

par exemple ou d'un seul modèle d'éolienne ou d'un seul type de fondation ou d'une seule dimension de fondation, mais sur la base d'un projet ayant des caractéristiques variables qu'il anticipe, qu'il analyse précisément les impacts, qu'il intègre à son dossier de demandes d'autorisation et qui est ensuite instruite par les services instructeurs. L'intérêt de faire ça, c'est que le projet est conçu en intégrant différentes options technologiques en anticipation par exemple de machines qui étant déjà ou presque sur le marché, peuvent avoir une puissance variable plus ou moins précise ou définie et dont le pétitionnaire sait que ses plus grandes machines sont disponibles au moment où il réalisera son financement et la commande des équipements dont il aura besoin pour le parc. C'était pour répondre à ce côté un peu frustrant de dire : « On sait très bien qu'il y a des nouvelles machines qui vont arriver, mais aujourd'hui le constructeur n'est pas capable de me dire si la pale fera 109 mètres ou 118 mètres donc je ne peux pas le mettre dans mon dossier de demandes d'autorisations », puis évidemment quelques années plus tard, la machine annoncée est bien présente sur le marché et le pétitionnaire était contraint par ses choix précédents et devait recourir à des technologies toujours d'actualité, mais un peu moins performantes. C'est un peu frustrant du point de vue technique, économique, mais aussi environnemental. Parce que ce dont on parle pour les machines, ça existe aussi pour les techniques d'installation et il y a sans cesse des nouvelles techniques d'installation moins impactantes. Cette phase de demande d'autorisations avec une certaine variabilité sur les caractéristiques de la technologie, pour qu'au moment de la décision d'investissement et des commandes, les commandes puissent être passées en ayant recours aux dernières technologies disponibles sur le marché, à condition qu'elles aient été anticipées par le porteur de projet dans sa demande d'autorisations. Si jamais le porteur de projet souhaite avoir accès à une technologie à laquelle il n'avait pas pensé ou dont il n'avait pas analysé les impacts, dans ce cas, il sort du cadre des caractéristiques variables tel qu'il les a anticipés et il doit refaire une procédure d'autorisation. C'est à chaque porteur de projet de calibrer un peu l'enveloppe dont il souhaite disposer, en coordination bien sûr avec l'État et les services instructeurs. Parce qu'il faut que tout ça puisse donner lieu à un dossier de demandes d'autorisation robustes, pouvant être instruit et donner lieu à **(inaudible 17 :00)**. Concrètement, peut-être un exemple parce que je ne sais pas si c'est très parlant. On parle dans ce côté variabilité des caractéristiques des tailles de machine, par exemple. Le premier projet qui utilise aujourd'hui ce permis à caractéristique variable, c'est le projet éolien en mer de Dunkerque qui a fait l'objet d'un débat public l'année dernière ou l'année précédente. Vous voyez, dans le dossier du maître d'ouvrage, deux options qui étaient envisagées, soit des éoliennes de 10 mégawatts, soit des éoliennes de 12 mégawatts. C'est une option ou une autre. Dans l'objet de demander une autorisation pour autoriser les deux options et au moment du choix plus précis des machines à utiliser, soit recourir à une éolienne de 10 mégawatts, soit une éolienne de 12 mégawatts. Ce qui change un petit peu en termes de machine. Donc à puissance égale, quand la machine est plus puissante, il y a aussi moins d'éoliennes. Autre exemple, le type de fondation. Par exemple, sur les fondations éolien en mer posé, des fondations monopieu ou des fondations « jacket ». Ou alors même la dimension de la fondation, des fondations plus ou moins larges en fonction de l'éolienne qui sera installée dessus. Voilà un peu pour ces caractéristiques et pour les enjeux du calendrier. Je repasse la parole à Matthieu pour parler plus précisément de l'éolien en mer posé à grande profondeur.

Matthieu Monnier : Merci beaucoup, Anne. Bonjour à toutes et à tous. Matthieu Monier, je suis adjoint au délégué général France Énergie Eolienne. Comme l'a indiqué Anne, les enjeux technologiques se posent quelle que soit la configuration du site, dans le cadre d'un projet éolien en mer. Pour ce qui concerne la France, on en avait déjà parlé lors d'ateliers précédents. La France détient un potentiel éolien en mer posé et éolien en mer flottant. Traditionnellement, on distingue les deux plus par rapport à la politique industrielle à mener par rapport aux filières. J'entends par là qu'effectivement, aujourd'hui les coûts sont relativement différents entre l'éolien en mer posé et l'éolien en mer flottant. L'éolien en mer posé étant jugé complètement mature, l'éolien en mer flottant étant en passe de l'être dans une temporalité qui reste exactement à définir. De nombreuses études prospectives parient sur la fin de la décennie en fonction des volumes qui seront engagés et a fortiori mis en service. Ce n'est pas dans le débat qui est le nôtre aujourd'hui. La façade atlantique sud est dans le cas français si je peux dire au niveau métropolitain. À savoir qu'elle présente un potentiel éolien en mer posé et un potentiel éolien en mer flottant. Monsieur Picot mentionnait tout à l'heure l'éolien en mer posé de grande profondeur jusqu'à 60 mètres. Effectivement, c'est correct et on peut même aller jusqu'à dans certains cas, 70 mètres. Et en ce qui concerne les sous-stations électriques, notamment, jusqu'à 90-100 mètres. C'est absolument une question de compétitivité et d'équilibre économique du projet. C'est-à-dire que techniquement, sous réserve de l'étude d'impact et notamment des études géophysiques et géotechniques, de sol, on pourrait installer de l'éolien en mer posé jusqu'à 60-70 mètres. En revanche, c'est systématiquement à mettre en rapport avec les ressources en vent qui vont largement définir l'équilibre économique du projet. C'est effectivement le vent qui est le productible et la faisabilité technique du point de vue du sous-sol. Et aussi, ce n'est pas neutre, le coût des fondations à l'instant T puisque comme vous le savez, on peut avoir un biais inflationniste lié notamment à la reprise économique, donc aux matières premières. Je pense à l'acier notamment. L'éolien en mer posé compétitive permet d'atteindre nos objectifs énergie, climat à coût compétitif. Effectivement, le Président de la République lors de son discours à Belfort mentionnait un objectif de 40 gigawatts. C'est ce qui contribue à atteindre la neutralité carbone. C'est une des filières dans l'énergie qui est jugée compétitive. Donc, une filière qui est productive d'un point de vue électricité, qui est compétitive, qui crée des emplois, c'est une filière qu'on va avoir tendance à privilégier dans le cadre de l'atteinte des objectifs « énergie, climat ». Parce qu'elle ne répond pas qu'à ces objectifs, mais aussi à des objectifs de relance économique et de création de valeur ajoutée sur les territoires à terme. Il y a un potentiel éolien en mer posé sur la façade. Vous regardez le potentiel d'à peu près 8-10 mètres de profondeur jusqu'à 60-70 mètres de profondeur. Ce potentiel permettrait la mise en service d'un parc entre 2030 et 2035. C'est ce qu'Anne vous montrez tout à l'heure. Pour un projet qui est attribué en 2023, on a une mise en service autour de 2030. Ça contribuerait ainsi à satisfaire la demande croissante d'électricité décarbonée sur cet horizon pour atteindre les objectifs de bilan de transition énergétique nationaux. Effectivement, RTE rappelle dans ces bilans prévisionnels successifs qu'on va avoir un accroissement fort de l'électricité dans les années à venir et seules les énergies renouvelables sont à même d'y répondre à un horizon qui est jugé court terme, jusqu'à 2035. Effectivement, parce que le rythme du déploiement du nucléaire est un peu plus long de ce point de vue-là. Ce projet éolien en mer posé, il s'agirait d'une courroie d'entraînement pour le premier développement industriel sur la façade. On a eu l'exemple dans le port de La Rochelle, avec le projet éolien en mer de Saint-Nazaire. Il n'est pas du tout exclu que le

porteur de projet lauréat puisse aussi recourir à l'option d'une base industrielle plus ou moins importante sur le port de La Rochelle, en complément d'autres infrastructures localisées en France et/ou en Europe. L'option d'un parc éolien en mer posé à grande profondeur, elle est possible techniquement, mais elle soulève trois enjeux importants. L'incertitude tecnico-économique pour la faisabilité d'une solution de fondations posées à grande profondeur, donc 60 mètres et plus, dans les conditions de l'atlantique sud. Effectivement, les ressources en vent de l'atlantique sud par rapport à d'autres façades maritimes sont inférieures, mais elles sont largement accessibles et exploitables pour l'éolien en mer posé, jusqu'à une certaine profondeur. C'est tout l'enjeu de l'équilibre économique dont je vous parlais tout à l'heure. Effectivement, si vous renchérissez les coûts du projet pour la partie fondation, il est possible que le projet ne soit plus compétitif. Dans ce cas-là, on aurait un appel d'offres qui pourrait être infructueux par rapport à certains candidats ou en dehors des clous de ce que l'État prévoit en termes d'allocations budgétaires pour aider à financer ce projet. Ça ne concerne pas les porteurs de projet, mais c'est à mettre dans la balance de l'équation. « Un renchérissement des coûts du raccordement pour la collectivité non-compensé peut-être par des ressources en vent significativement plus élevées ». Effectivement, il faudrait que RTE tire le câble plus loin et ça a un coût au kilomètre, bien sûr. Que ce soit en raccordement alternatif ou en continu. De ce point de vue-là, c'est un peu les termes de l'équation. C'est-à-dire qu'il faut répondre à ces différents enjeux. Au niveau de la faisabilité technique regarder si du point de vue du sous-sol, c'est possible. On peut avoir des sous-sols compliqués. Ensuite, par rapport à cette faisabilité, est-ce qu'il y a un équilibre économique qui est lié à des ressources en vent plus important ? Ça nous amène à la troisième partie qu'Anne va vous détailler juste après sur la slide qui suit.

Anne Georgelin : Si ça vous va, on peut aborder directement les enjeux de l'éolien flottant et comme ça, les différents experts pourront réagir par la suite. On voulait reprendre le développement de l'éolien flottant dans son contexte historique. Aujourd'hui, c'est une nouvelle technologie disponible et qui permet l'implantation d'éoliennes en mer à de plus grandes profondeurs. C'est une technologie qui a été conçue à cette fin en partant du principe et du constat qu'il y avait des ressources en vent importantes dans des zones qui étaient situées à de trop grandes profondeurs... d'un point de vue technique et économiquement exploitable par la technologie de l'éolien en mer posé. Plutôt que de renoncer à ce potentiel, s'est posé la question de la conception d'une solution technologique permettant d'installer des machines éoliennes et de l'éolien en mer posé sur un autre type de fondation qui puisse s'exonérer des contraintes en termes de profondeur. D'autant que ces technologies existaient et avaient déjà été conçues pour l'industrie de l'oil and gas qui exploite aussi d'autres ressources plutôt fossiles dans des profondeurs bien plus importantes qu'une soixantaine de mètres de fond. La question n'était pas uniquement de faire une sous-station pétrolière ou gazière sur une plateforme flottante, mais voir comment transposer ce concept à l'accueil d'un objet dynamique qu'est l'éolienne. Puis surtout, de produire ce genre de structure en série et d'un point de vue économiquement viable et concurrentiel dans une économie qui est celle des énergies renouvelables qui n'a pas du tout la même rentabilité que l'exploitation des ressources fossiles. Après cette première phase de conception et de développement technologique dans les années 2000-2010 et est arrivé en 2015-2016 un premier appel à projets en France pour lancer les fermes-pilotes. Le concept de ferme-pilote flottante, c'est de permettre l'installation de 3, 4 machines qui vont

fonctionner dans des conditions technico-économiques réelles, mais de commencer avec une échelle réduite en termes de nombre d'éoliennes plutôt que des grands parcs commerciaux qui intègrent de 50 à une centaine de machines. Ces fermes-pilotes, elles ont été lancées en 2016. On a mis à chaque fois les deux niveaux (**inaudible 29 :03**) et les dates de réalisation.

(Interruption)

Anne Georgelin : Je disais qu'on avait à chaque fois les deux dates, date de lancement de projet et date de mise en service de ce même projet. Donc, 2016, on a eu un appel à projets pour 4 fermes-pilotes flottantes en France qui sont pour trois d'entre elles en Méditerranée et une autre au sud de la Bretagne. Lancées en 2016, ces fermes-pilotes devraient être mises en service en 2023. On a ensuite eu une phase de progression où l'étape d'après la ferme pilote, c'est le stade du premier appel d'offres commercial. On conçoit ce genre de projet cette fois à des fins de production électrique sur le réseau en tant que tel, avec une étape de puissance intermédiaire. Les fermes-pilotes, ce sont 3-4 machines d'une puissance totale de 30 mégawatts. L'idée sur un premier appel d'offres commercial, c'est d'être sur une puissance de l'ordre de 250 mégawatts, ce qui représente une vingtaine de machines. Le premier appel d'offres commercial pour l'éolien en mer flottant en France, mais à l'échelle européenne également a été lancé en 2021 pour une zone au sud de la Bretagne. On estime la mise à service 7 à 8 ans plus tard, de l'ordre de 2028-2029 environ. L'étape suivante qu'on peut attendre après le premier appel d'offres commercial, ce sont des appels d'offres commerciaux de plus grande taille. On passe de 250 mégawatts à des puissances qu'on pourrait estimer de 500 à 1000 mégas environs qui pourraient se situer aussi sur des zones d'extension des premiers appels d'offres lancés ces dernières années en 2021 ou 2022. 500 à 1000 mégawatts, ce sont des parcs de l'ordre de 50, 60, 70 machines. Ça dépend bien sûr de la taille de puissance unitaire. C'était pour vous montrer un peu la gradation. On est parti de 3 machines, puis une vingtaine puis un peu plus jusqu'à arriver à la dernière étape, des parcs éoliens en mer flottants de grande puissance ou de puissance équivalente aux parcs éoliens en mer posés, dans une phase où on pourrait tout à fait ne plus imaginer faire cette distinction langagière entre éolien en mer posé et flottant, mais juste parler d'éolien en mer avec des puissances de l'ordre de 1 à 2 gigawatts voire même plus. Si la tendance qu'on a vue ces dernières années, une augmentation de la taille des machines, mais aussi de la taille globale des parcs puisque ça permet d'implanter des capacités de plus en plus puissantes et surtout plus productives pour notre réseau électrique. Dans le cas de ces appels d'offres flottants de puissance identique à celle de l'éolien en mer posé, on serait à des mises en service à horizon 2036-2040 donc moyen, long terme à ce stade. En tout cas, c'est la vision qu'on a pour le développement de l'éolien en mer flottant à l'échelle française, mais aussi européenne. À la fois avec une période qui arrive à court terme où on doit organiser cette montée en puissance à la fois en termes de dimension des parcs et du volume global de l'éolien en mer flottant qui va arriver rapidement d'ici 2030 puisque là, on a passé l'étape des premiers appels d'offres commerciaux, mais l'étape de la montée en puissance des parcs flottants et de la préparation des appels d'offres flottants de grande dimension qui doit se préparer d'ici 2030. Mais leur mise en service n'arrivera finalement qu'entre 2030 et 2040. En termes de moyen de production électrique sur le réseau, c'est plutôt des capacités de moyen, long terme. Globalement, à l'échelle française comme européenne, ces trois premières étapes sont extrêmement importantes parce que ce sont

celles qui vont permettre l'industrialisation de la technologie de l'éolien en mer flottant. Aujourd'hui, les dernières études dont on dispose, elles ont été réalisées à l'échelle européenne parce que c'est l'échelle industrielle qui est pertinente et à considérer. Elles montrent qu'on estime pouvoir atteindre une certaine parité de coût entre l'éolien en mer posé et en mer flottant. En tout cas, une convergence satisfaisante. Une capacité de 7 gigawatts d'éolien en mer flottant installée à l'échelle européenne. Dans les dernières projections qu'on avait des volumes en préparation, l'association européenne estimait cette mise en service à horizon 2030. Quand on dit que l'éolien en mer flottant aujourd'hui n'est pas aussi compétitif que l'éolien en mer posé, c'est le cas. C'est le cas pour les premiers appels d'offres, pour le retenir comme tel et l'État l'a considéré comme tel aujourd'hui dans les objectifs de la PPE. C'est aussi ce qui explique qu'on est sur des parcs de plus petites dimensions pour limiter les coûts. À l'inverse, la montée en puissance à l'échelle française et européenne du développement de l'éolien flottant va véritablement permettre avec un effet d'échelle et de série d'arriver à une même compétitivité entre les deux technologies. Je pense qu'on pourra y revenir si vous le souhaitez, mais il n'y a pas de raison d'avoir de doute là-dessus. En revanche, il faut un certain temps pour permettre la convergence. Concrètement, le potentiel éolien en mer flottant existant au large de la façade sud-atlantique à toutes les raisons de pouvoir être exploité et aussi au coût le plus compétitif. Mais une fois cette phase d'industrialisation de l'éolien en mer flottant effectuée par ailleurs sur d'autres façades où le vent est peut-être encore plus fort, par exemple au sud de la Bretagne ou en Méditerranée là où on était localisé les premières fermes pilotes, pour ensuite revenir sur des appels d'offres de plus grandes puissances sur d'autres régions françaises, que ce soit en Atlantique nord ou sud ou ailleurs. Voilà un peu pour notre vision. Avec Matthieu, on est à disposition pour répondre à toutes questions.

Luc Picot : Merci beaucoup. Je pense qu'Arnaud si tu as des remarques n'hésite pas. Je crois qu'on a récupéré Francis. Il y a eu pas mal de questions dans le fil de discussion. Arnaud ?

Arnaud Passalacqua : Oui, sauf si Francis veut prendre la parole. J'avais une question assez pratique, c'est plutôt pour Mme Georgelin sur le permis à caractéristiques variables. Dans le cas d'un appel d'offres qui ne préciserait pas les technologies entre posé et flottant, est-ce que la variabilité des technologies pourrait être jusqu'à un industriel présente à la fois du flottant et du posé ?

Anne Georgelin : Là, il y a deux questions. Il y a est-ce qu'un appel d'offres pourrait être ouvert à des solutions qui seraient proposées tant sur de l'éolien en mer posé que sur de l'éolien en mer flottant ? Pour moi, la deuxième question, c'est dans le cas où ça n'aurait pas été spécifié par l'appel d'offres, est-ce qu'un porteur de projet pourrait proposer un permis à caractéristiques variables intégrant autant des fondations posées que flottantes ? Pour la première question, je pense qu'il appartiendrait aussi à l'État qui conçoit les cahiers des charges des appels d'offres de répondre sur le plan peut-être juridique et réglementaire. Ce serait intéressant d'avoir leur vision. Aujourd'hui, à très court terme, dans le cas d'un projet qui devrait être lancé dans les toutes prochaines années, s'il y a un intérêt à spécifier éolien en mer posé ou éolien en mer flottant ou ne pas avoir de projet neutre entre les deux, c'est aussi d'un point de vue économique. Justement parce qu'on a aujourd'hui une grande différence de coût entre les deux technologies et que c'est un peu compliqué ou pas

forcément pertinent de mettre les deux en concurrence en tant que telle. Ça, c'est pour la vision à court terme. C'est pour ça la PPE actuelle, vous voyez un tableau à deux lignes avec « éolien en mer posé », « éolien en mer flottant ». À l'avenir, on sait en effet qu'on a aujourd'hui des zones avec un potentiel éolien en mer intéressantes et des caractéristiques de sol et de profondeur qui pourraient être adaptées tant à des solutions flottantes ou posées. On a aujourd'hui des appels d'offres pour les parcs en mer posés qui ne spécifient en aucun cas si c'est un appel d'offres éolien en mer posé fondation monopieu ou jacket. D'ailleurs personne globalement ne s'en préoccupe. On pourrait bien imaginer qu'un jour on puisse avoir différentes options selon les technologies et que techniquement, les porteurs de projet choisissent d'avoir recours soit à la fondation posée, soit à la fondation flottante en fonction de ce qui leur semblera le plus pertinent. En revanche, ce genre de neutralité quelque part de la fondation, à mon sens, elle peut avoir une pertinence avec deux conditions réunies. La première, c'est qu'il y a déjà eu cette phase de convergence des coûts entre l'éolien en mer posé et l'éolien en mer flottant. Deuxièmement, qu'on soit sur des sites où la question techniquement se pose valablement et évidemment sur des zones à 300 mètres de fond, on ne se posera pas la question et sur des zones à très faibles profondeurs, peut-être moins non plus. Le but quand même, c'est aussi d'assurer dans le cadre de l'attribution de ces projets, la concurrence la plus saine et efficace possible. Derrière, ça permet d'avoir des coûts de production les moins élevés possible. Ça suppose que les règles d'appel d'offres soient claires et inspirent confiance pour les porteurs de projet qui vont quand même consacrer presque 18 mois de travail à la remise des offres et qu'on leur assure toutes les conditions de concurrence et de compétition justes. Clarifier la demande de la part de l'État, ça fait partie de ces points. Pour la deuxième question, est-ce qu'on pourrait avoir un permis à caractéristiques variables qui intègre les deux options ? Si c'est une option qui a été permise dans le cadre de l'appel d'offres, j'imagine qu'en théorie oui. Après, en théorie, pareil, avec deux limites. La première, c'est que ce n'est pas simple de réaliser une étude d'impacts qui intègre de grosses variabilités de paramètres. Ça serait sous réserve de la faisabilité de la réalisation de cette étude. Ensuite, aussi, du choix du porteur de projet qui généralement, celui qui remet une offre a une idée un peu précise de la technologie qu'il souhaite employer. À voir si ça peut rentrer... Je pense que le nombre d'appels d'offres où la question se poserait pourrait être limité, mais en soi ce n'est pas impossible.

Luc Picot : Oui. On a Guillaume Rouvière qui nous a rejoints, qui est de la DGEC. La question qui était posée par Arnaud Passalacqua à laquelle Anne Georgelin a répondu en partie pour le SER, pas du côté de la DGEC. C'est la faisabilité d'avoir des appels d'offres ouverts sur la nature de la technologie. C'est-à-dire à la fois posé et flottant. Alors qu'aujourd'hui, on voit que la technologie est fixée selon l'appel d'offres. Puisque la PPE souligne bien qu'il y a un tableau à deux entrées. Il y a les appels d'offres du posé et les appels d'offres du flottant. Si Guillaume Rouvière nous entend, est-ce qu'il veut compléter ou pas sur cette faisabilité juridique ou même tout simplement technique de faire des appels d'offres ouverts sur la technologie ?

Guillaume Rouvière : À la DGEC, je suis chef de projet pour le projet éolien en mer en sud atlantique. Sur cette question de est-ce qu'on peut faire un appel d'offres ouvert sur la technologie, posé ou flottant ? J'aimerais juste rappeler d'abord en premier lieu que la procédure d'appel d'offres doit permettre de mettre en concurrence des industriels sur une base de critères et sur des projets qui sont comparables. À ce jour, si on lance un appel

d'offres sur un projet dont on ne définit pas la technologie posée ou flottante, on va avoir des offres soit pour des parcs posés ou des parcs flottants qui ne seraient pas forcément comparables, notamment sur la prise de risque et sur le coût du projet et donc de l'électricité qui serait produite in fine. À ce jour, un projet en éolien flottant coûte tout de même légèrement plus cher qu'un projet en éolien posé. En tout cas le coût de l'électricité produite aujourd'hui est légèrement plus élevé. On pourrait y réfléchir à l'avenir lorsqu'on aurait une convergence des coûts entre le posé et le flottant qu'aujourd'hui on estime atteindre dans le courant des années 2030. Cette idée n'est pas mauvaise, mais elle est applicable quand on peut comparer, avoir une base de critères comparables entre les différentes offres qui nous sont soumises. À ce jour, elle n'est pas pertinente.

Luc Picot : Merci beaucoup pour cette remarque complémentaire. J'ai noté une question qui a été faite dans le chat. Assez rapidement parce qu'on a la deuxième partie, on a des experts sur la dimension technique et la faisabilité de faire de l'éolien à grande profondeur. La question qui revient, c'est l'argument qui explicite sur le fait de ne pas aller vers des éoliennes à grande profondeur, c'est un surcoût que ça engendrerait sur le prix de l'électricité. C'est justement une question de débat public. Quel est le prix de l'électricité qu'on souhaite envisager et aussi indirectement le prix de l'acceptabilité ? C'est une question qui a été reliée par Madame Carpentier dans le fil de discussion. Je soumettrai la question aux deux syndicats SER et FEE en caricaturant un peu la question, en disant : « Si l'acceptabilité du projet passait par un léger enchérissement du coût du projet, est-ce que c'est opportun de soutenir un projet qui ont ces caractéristiques ou faut-il continuer plutôt à soutenir un projet à plus faible acceptabilité, mais économiquement à plus forte rentabilité ? ». C'est une des équations qui est posée dans le cadre du débat public.

Matthieu Monnier : Oui, merci Picot pour la précision de la question. À question précise, il faut une étude précise et des études de site précises. J'entends par là qu'en général et je laisserai peut-être ma collègue Anne compléter. En général, on sait que le productible à savoir les ressources en vent en mètre par seconde vont avoir un impact sur ce qu'on appelle le LCOE, le coût moyen de production de l'électricité. Ça veut dire qu'en mètre par seconde, on va être à plusieurs euros du mégawattheure. Il faudrait que je regarde précisément, parce qu'il n'y a pas de réponse exacte. Mais en tout cas, un mètre par seconde ou un demi-mètre par seconde, ça a une influence de plusieurs euros par mégawattheure sur la somme totale. C'est le premier point. C'est sur les ressources en vent. Après, en termes d'augmentation de capex, il faut faire une étude précise exactement de combien de mètres dont on parle en plus par rapport à un projet générique. Si vous êtes sur des fondations à 60 mètres, ce n'est pas pareil que 50 pour 70. Il faut remettre ça en rapport aussi de la valeur actuelle et des cotations que vous avez par rapport aux fabricants de fondations. Il n'y a pas de chiffres précis génériques aujourd'hui qui existent. Il faut regarder précisément sur ce que ça incombe. Nous, aujourd'hui, dans les échanges qu'on a eus avec nos adhérents qui sont à la fois des porteurs de projet, mais aussi des industriels, ce n'est pas un petit renchérissement. Pour vous citer, c'est un gros renchérissement qui est de nature à ne pas atteindre le prix cible fixé par la PPE dont on sait qu'il y a des marges de manœuvre comme le précise le document, mais ça veut dire qu'on est hors cadre du prix cible. Après, il faudrait définir votre question. Je pense que ça va être : jusqu'où l'État serait prêt à aller pour compenser ce surcoût ? Ça ne nous appartient pas d'y répondre. Ce qu'on dit simplement, c'est que c'est dommage de ne pas exploiter un potentiel compétitif à une

distance qui serait acceptable pour tout le monde. Après, la distance acceptable pour tout le monde, c'est une synthèse des enjeux des uns et des autres. Effectivement, on comprend que du point de vue d'un riverain, d'un industriel, d'une ONG environnementale ou autre, on va avoir des points de vue différents. Je laisse peut-être Anne répondre par rapport à ce que je viens de dire.

Anne Georgelin : Non, je pense que Matthieu a bien rappelé les paramètres à prendre en compte. J'imagine que dans le cadre de l'expertise complémentaire que vous avez diligentée, c'est bien sûr l'éloignement supplémentaire, la plus grande profondeur, potentiellement la nature des fonds qui changent. Qui dit plus grand éloignement, signifie aussi coté négatif, plus grande longueur de raccordement. Coût d'installation et maintenance potentiellement plus élevé parce qu'on est un peu plus loin. À l'inverse, ce qu'on a pu regarder, c'est que parfois quand on va plus au large, le vent est plus fort, mais plus régulier donc du côté positif, ça peut amener un productible supplémentaire. Ce qu'on a constaté avec une première étude assez sommaire. Mais collectivement, c'est compliqué au sein de la fédération de faire ce genre de calcul sur les prix. Le productible de la façade sud-atlantique ne permet pas de compenser le surcoût de la plus grande profondeur et du plus grand éloignement. Après chiffrer le surcoût exact, je pense que c'est l'objet de l'expertise complémentaire. La question qui est posée, s'il y avait un prix d'acceptabilité et que tout se chiffrait uniquement en euro, ce serait peut-être un petit peu trop beau. Je pense que le débat public et les différentes expressions qu'il y a pu avoir montrent que le consensus ne se réduit pas à des questions financières. L'acceptabilité du point de vue des porteurs de projet, c'est quelque chose qui se construit avec le choix de la zone, c'est la première étape. Mais qui peut ensuite se construire tout au long du projet dans les conditions de réalisation. Une fois la zone de projet défini, il y a encore beaucoup de paramètres qui peuvent varier pour construire et bâtir justement sur les ressorts de l'acceptabilité qui a différentes formes du point de vue des usages de la pêche, des riverains, des acteurs de l'espace maritime, etc. Je pense que la position du côté de la profession est assez claire, c'est mettre toutes les chances du côté du projet pour capitaliser sur les ressorts de l'acceptabilité au large de la région Nouvelle-Aquitaine. Mais aussi être réaliste du point de vue de l'importance de développer des premiers projets éoliens en mer posé tel que prévu dans la PPE pour des questions évidentes de politique énergétique et de réchauffement climatique, et aussi de trajectoires industrielles.

Luc Picot : Merci. Désolé Madame Carpentier, on va prendre votre question un peu après. On a un de nos intervenants Monsieur Héraud qui ne peut pas rester au-delà de 15 h 30. Je vais lui céder... Je remercie Anne Georgelin et Matthieu Monnier. Si vous restez avec nous, je pense que vous aurez les questions de Madame Carpentier et d'autres personnes. Mais là, sans plus attendre, je cède la parole à Monsieur Héraud de la société DNV. On a demandé à deux experts DNV et 2H offshore de nous éclairer sur ces sujets. C'est une attente extrêmement importante de la part des publics. Parce qu'on l'a dit, il y avait cette idée de plusieurs scénarios. Deux scénarios qui correspondent à ceux de l'État, je les présenterai plus tard. Scénarios dans la zone d'étude. Puis, il y a les scénarios en dehors de la zone d'étude en posé. Je laisse la parole à Monsieur Héraud parce que c'est plutôt lui que vous voulez entendre que moi. Merci, Monsieur Héraud, pour la prise de parole puis après Monsieur Guérin.

Pierre Héraud : Je vous en prie. D'abord, je ne pense pas que je vais beaucoup contredire les précédents intervenants. Je voulais juste apporter des éléments sur ce qu'il se fait dans l'industrie européenne à l'heure actuelle. En termes de projets construits en éolien posé, on a plusieurs projets qui s'approchent des 60 mètres. J'ai l'exemple d'East Anglia ONE qui est aux environs de 45 mètres. Seagreen qui a été installée l'année dernière à 50 à 60 mètres. Puis Beatrice en Écosse qui est aux environs de 56 mètres au maximum de profondeur. On n'a pas d'exemple de projet posé installé au-delà des 60 mètres. Ça, c'est pour poser la connaissance de l'industrie dans ce domaine. Si on dépasse les 60 mètres de fond, on arrive dans des terrains j'allais dire inconnus. Ils ne sont pas complètement inconnus parce que des jackets oil and gas, il y en a par plusieurs centaines de mètres de fond. Ce n'est pas une infaisabilité technique. C'est la première conclusion que je peux apporter ou en tout cas, le premier avis que je puisse vous donner. Il n'y a pas d'infaisabilité technique à mettre de l'éolien posé par 60-70 mètres et au-delà de fond. Je vais rejoindre les interlocuteurs précédents, c'est vraiment une analyse technico-économique qui va pouvoir nous dire s'il vaut mieux installer du posé ou du flottant. Quel est l'optimum économique pour un projet ? Il y a aussi des aires de développement en Asie, un peu partout dans le monde, qui vont jusqu'à 70 mètres. Mais personne n'annonce des profondeurs entre 60 et 70 par exemple. C'est plutôt des grandes aires de développement entre - 20 et - 70. Là, on se place entre allant un peu plus loin et en ayant des profondeurs d'eaux un peu plus importantes entre - 60 et - 70 mètres. On se place dans un domaine qui est plus difficile, ce qui est communément appelé à la frontière entre le flottant et le posé d'un point de vue technico-économique. Je ne sais pas si vous voyez mon écran, mais j'ai très rapidement posé l'aire du parc actuel et la bathymétrie. En bleu, c'est tout ce qui est inférieur à 70 mètres et la zone Natura 2000. On a suffisamment a priori de place pour installer un parc éolien. J'ai supposé quelque chose comme un parc éolien de 20 kilomètres par 25 kilomètres, ça fait 500 kilomètres carrés pour un gigawatt en posé avec une densité d'environ 5 gigawatts par kilomètre carré. Ça semble raisonnable. On a suffisamment d'espace entre la fin du parc naturel marin et la limite des 70 mètres pour placer un parc éolien d'un gigawatt. Encore une fois, il y a la place pour jouer avant les 70 mètres et ne pas descendre en dessous de 70 mètres de profondeur. Maintenant, l'aire du parc est assez importante et elle commence à - 20 et - 21 mètres et se finit à - 57, - 60 mètres. On a quand même une grande variabilité de profondeur pour le parc. Si on compare un parc éolien qui serait proche des côtes et un parc éolien qui est entre - 60 et - 70 mètres, c'est sûr que le coût de l'énergie va être significativement augmenté. Si maintenant, on parle d'un parc qui est assez éloigné des côtes donc on joue entre - 50 et - 70, l'effet sera moins important. Les paramètres qui vont jouer sur le coût de l'énergie ou le fait de la faisabilité économique d'un parc éolien posé, on peut citer le coût de la fondation évidemment qui va être un peu plus cher puisqu'un peu plus grande. Après, le coût d'une fondation installée dans un parc éolien, ce n'est pas non plus une grande proportion. C'est quelque chose comme 15 à 20 % du coût. On peut imaginer une augmentation de 15 à 20 % du coût. L'effet sur le coût moyen de production de l'énergie va être assez limité. On a aussi des problématiques et je pense que d'autres sur l'appel vont pouvoir rebondir là-dessus. On a des problèmes d'installations de ces jackets par - 70 mètres. On se rend compte qu'on a - 70 mètres, ça veut dire que la jacket va faire - 70 mètres et il va falloir rajouter la hauteur de vague centenaire ou cinquantenaire. On est dans l'atlantique sud, on a des vagues assez importantes. Donc a priori, c'est plutôt des structures qui vont s'approcher des 90 mètres qui vont être installées dans ces eaux-là. Au-delà de 60 mètres, on arrive à la limite de ce qu'un

bateau d'installation typique type « jack-up vessels » va pouvoir faire. Je sais qu'il y a eu des annonces de navires « jack up » qui peuvent travailler jusqu'à - 67, -65. On est à la limite de ce qu'on est capable de faire aujourd'hui. Il y a des bateaux qui ne sont pas « jack up » qui pourront intervenir dans ces profondeurs. Mais ce sont des bateaux DP, je pense au « Bokalift 2 » et les « Alizés » de Jan De Nul qui sont deux navires qui sont en construction et qui devrait être livrés cette année ou à la fin de l'année, avec des grues annoncées qui pourraient permettre de faire ce genre de travaux. Mais là encore, on est à la limite de ce qu'on est capable de faire actuellement. Il y a des problématiques aussi de ligne de production, mais je pense que cette problématique existera dans le parc, de toute façon par - 50 ou - 70 mètres. Ce sera le même genre de problématiques donc je ne pense pas que ce soit très relevant ici. C'était les points que je voulais apporter. Je pense que l'éloignement de la côte aussi, le câble, le coût du raccordement, ça a été bien noté et effectivement, c'est un coût non négligeable. On se rend compte que si on se place à cet endroit-là, c'est à dire au-delà du parc naturel marin, on est à plus de 70, 80 kilomètres des côtes et on se retrouve avec très certainement des technologies en courant continu qui vont devenir intéressantes pour le parc. A priori des coûts un peu plus importants. Je pense que RTE va intervenir là-dessus un peu plus tard, donc je ne vais pas en dire plus. L'ONM, c'est sûr qu'on va aller chercher un peu plus de productibles en étant plus loin, mais le coût de maintenant et la durée de transit pour amener les équipes de maintenance sur site vont être augmentés et ce n'est pas un point à négliger quand on fait le calcul de l'énergie. Tout ceci étant dit, je pense que la seule manière de pouvoir répondre à est-ce que c'est faisable et à quel coût ? Je pense que la seule manière c'est de faire une étude assez rapide au niveau du coût moyen de production de l'énergie. Il y a eu des études précédentes qu'on peut trouver sur internet assez simplement qui montraient des choses dramatiques comme 1 % d'augmentation du coût par mètre supplémentaire de profondeur. Je pense que c'est complètement exagéré. La vérité doit être autour du demi-pourcent par mètre supplémentaire ou des choses comme ça. Ce serait mon avis sans faire de calcul. Encore une fois, il existe des modèles qui peuvent être utilisés pour pouvoir comparer un parc par - 25, - 35 puis faire un incrément de 10 mètres pour arriver à - 70 pour conclure sur quelle est l'influence de cette profondeur d'eau sur le coût moyen de production d'énergie.

Luc Picot : Merci beaucoup Monsieur Héraud. Votre intervention me fait penser à une remarque. Vous avez appréhendé le sujet en comparant par rapport à ce qui est possible dans la zone d'étude. Je trouve que c'est une approche extrêmement intéressante. En comparant par exemple à l'est de la zone d'étude, on va dire en zone littorale. Vous avez un différentiel de coût extrêmement important. En revanche, ce que vous avez dit, je pense que c'est une approche qu'il faut peut-être approfondir. Si le parc est situé à l'ouest de la zone d'étude, en situation presque contiguë avec la proposition en dehors du parc naturel marin, le différentiel de coût n'est plus si important. Ça, ce sujet de dire « Attention, il ne faut pas traiter la question du coût d'un hypothétique parc éolien en dehors du parc naturel marin - donc l'hypothèse sur laquelle nous travaillons aujourd'hui - dans l'absolu, mais plutôt en relatif par rapport à si le parc éolien était plus proche de la côte et notamment sur celui qui est juste à l'intérieur du PNM, juste de l'autre côté, de dire que le différentiel n'est pas si élevé ». Je pense que c'est une question importante parce que ça revient à la question précédente posée au Ser et au FEE, quel est le coût de l'acceptabilité pour un projet éolien ? On voit bien que si ce surcoût n'est pas excessif, c'est une question de nature plus politique

plus que réellement de nature technico-économique. Si vous voulez, vous pouvez réagir ou on peut ouvrir la discussion avec d'autres personnes.

Pierre Héraud : Je suis prêt à écouter des questions et à débattre. Aucun problème.

Luc Picot : Madame Carpentier, est-ce que votre question précédente est pour le Ser ou est-ce qu'elle peut être adressée à notre intervenant ?

Emmanuelle Carpentier : On est complètement en lien avec l'ensemble des éléments que l'on discute ici. Elle peut aussi bien s'adresser à la FEE ou au Ser qu'à notre intervenant DNV. Mon point est le suivant, il fait écho aussi à votre propos, on voit que la faisabilité technique pour aller jusqu'à 70 mètres de profondeur est acquise. En tout cas, surtout si on se projette, même s'il n'y a pas d'exemples encore aujourd'hui d'installations à 70 mètres. On voit que la problématique n'est pas technique, elle est sur l'enjeu économique que représente le fait de s'éloigner des côtes et aller à plus grande profondeur. Par rapport à cela, je pense qu'on a quand même une erreur de raisonnement dans la façon d'appréhender les choses. Je comprends très bien que la filière pousse pour le maintien du parc tel qu'il était imaginé en 2015, plus proche des côtes mettant en avant la compétitivité du parc si on restait dans cette zone. Néanmoins, on voit bien qu'il y a énormément d'enjeux que ce soit environnemental, pêches, compatibilité des usages et qu'il y a une vraie problématique d'acceptabilité. Au-delà de ça, mon sentiment qui a été confirmé lors de réunions précédentes notamment sur le sujet du raccordement par les intervenants de RTE, c'est qu'on raisonne en reconsidérant uniquement ce parc. On ne raisonne pas avec une vision globale qui intègre la planification à prévoir sur cette façade pour atteindre la neutralité carbone avec le nombre de mégawatts et de gigawatts installés sur cette zone. Si on intégrait cette vision globale, on aurait probablement un résultat d'analyse qui serait différent. À titre d'exemple, OK, si on regarde l'aspect raccordement, on se dit : « Oui, ce parc, on pourrait le raccorder en courant alternatif si on était près des côtes, au réseau 225 kilovolts et ce serait nettement moins coûteux ». Sauf qu'on sait très bien que 500 mégawatts sur cette façade, ça ne sera probablement pas suffisant à horizon 2050 pour atteindre la neutralité carbone. Ce qu'il va se passer, c'est qu'on va devoir y revenir dans 5 ans en disant : « Il faut un deuxième parc ». Il n'aura pas été mutualisé, et on devra faire un deuxième raccordement. On ne sera pas sur l'optimum économique pour l'ensemble de la collectivité. Je pense qu'on a une erreur de raisonnement en considérant uniquement ce projet tel qu'il était initialement prévu et en n'intégrant pas la vision globale de ce qu'il est nécessaire de faire à terme. Deuxièmement, la filière dit : « Oui, mais effectivement, il y aura des surcoûts ». On voit bien et je rejoins votre propos M. Picot, que si on se met sur la zone plus proche des côtes, on va avoir une problématique d'acceptabilité, ce qui veut dire derrière des recours. Ces recours vont être source de surcoûts, de délais de développement complémentaire. Ces surcoûts, on ne les prend pas non plus en compte dans l'analyse. Si on veut comparer ce qui est comparable en intégrant ces surcoûts dus aux recours qui ne manqueront pas d'exister, si on se met trop près des côtes, je ne suis pas sûre que le surcoût soit si énorme que cela. Dernière chose, il est absolument nécessaire pour nous d'intégrer l'évolution technologique prévisible à horizon 2030. On voit que les choses évoluent très vite. Il ne faut pas simplement regarder l'état de l'Art aujourd'hui.

Luc Picot : Est-ce que quelqu'un voudrait soit côté Syndicat des Énergies Renouvelables et FEE, soit DGE, soit M. Héraud ? On a un autre intervenant qui est M. Guérin après, puis on aura des questions. Je laisse Mme Georgelin ?

Anne Georgelin : Peut-être des premiers éléments de réaction sur cette intervention. Je suis d'accord sur le fait d'intégrer les évolutions technologiques qu'on peut prévoir. Néanmoins, la tendance en Europe est quand même au développement de l'éolien en mer posé, y compris en mer du nord où le potentiel n'est pas encore achevé. Pour autant, les conditions de mer du nord ne sont jamais identiques à celles qu'on a en sud atlantique. C'est une mer avec des fonds relativement peu élevés. Aujourd'hui, même en allant plus au large, dans des zones non exploitées, le gisement d'éolien en mer posé disponible n'est pas forcément situé sur des zones de 60 à 70 mètres de profondeur voire plus. Tout ça pour vous dire qu'à l'échelle européenne la tendance n'est pas à tout prix d'exploiter et installer de l'éolien en mer posé à grande profondeur. C'est pour ça que le fait qu'il n'y ait jamais eu de parc éolien en mer posé installé à plus de 60 mètres et de navires en construction ou prévus qui permettent d'aller dans ces zones, c'est quand même avoir un point de vigilance à prendre avec attention. Avoir quelque part l'audace d'espérer que parce qu'en France, on décidera d'implanter 50 éoliennes à plus de 60 mètres, ça suffira à mettre toute l'industrie de l'éolien en mer en mouvement, ce n'est pas forcément le cas. Je pense qu'il faut être prudent sur ce point. Dire que la technique suivra, il faut quand même le faire avec vigilance. C'est le premier point. Le deuxième, c'est sur l'idée d'avoir cette planification et de voir comment exploiter cette première zone au regard du potentiel global de la façade. Je pense que c'est un point crucial en effet et Mme Carpentier le soulevait à juste titre. La question se pose dans les deux sens. Pour la filière, c'est quels sont les ambitions et le potentiel dont on a besoin d'exploiter sur la façade sud-atlantique pour atteindre la neutralité carbone à horizon 2050 ? Et est-ce qu'en n'utilisant pas la première zone qui a été celle soumise au débat public aujourd'hui dans le scénario le plus extrême, on ne compromet pas les chances d'atteindre la neutralité carbone ? C'est ça aussi la question. Aujourd'hui, on voit un potentiel sur cette façade, avec différentes estimations, mais qu'on pourrait envisager de 5 à 10 gigawatts. En tout cas, c'est les scénarios de la filière aujourd'hui. Si on veut prendre en compte les différentes contraintes existantes sur le littoral de la Nouvelle-Aquitaine, est-ce qu'on peut raisonnablement et dans les délais associés à horizon 2035 et à horizon 2050 exploiter ce potentiel sans utiliser le potentiel éolien en mer posé considéré aujourd'hui ? Aujourd'hui, on pense que ça complexifie grandement le fait d'atteindre nos objectifs à 2035 à 2050 si on renonce complètement à l'installation d'un parc éolien en mer posé dans cette zone. Ça ne veut pas dire que c'est impossible, mais ça veut dire que c'est compliqué.

Luc Picot : Peut-être M. Rouvière, vous voulez à un moment prendre la parole sur ce tour d'échange lié à la question de Mme Carpentier ?

Guillaume Rouvière : Oui, c'était sur la planification, l'interpellation de Mme Carpentier. Je remercie également Anne Georgelin et Matthieu Monnier de Ser et de FEE respectivement à leur participation. Je veux juste rappeler que la profession participe à ce débat public au même titre que le grand public et apporte son expertise. Mais in fine, ce sera l'État qui prendra la décision de la localisation du projet s'il devait se faire. Et il s'appuiera sur

l'ensemble des voix qui ont été émises pendant le débat. La filière participe et apporte sa pierre à l'édifice, le public participe également et apporte également cette pierre à l'édifice.

Luc Picot : J'ai noté qu'il y avait des questions de M. Darquin, mais M. Arnaud Passalacqua vous voulez poser une question ou faire une réaction.

Arnaud Passalacqua : Oui, M. Héraud, vous avez bien insisté sur la variabilité des fonds qui pourraient aller de... Quand on va au loin, on va avoir peut-être des zones un peu plus compliquées. Je me demandais dans quelle mesure ça pourrait jouer sur la configuration du parc et qui ne serait pas un beau rectangle comme ça, mais quelque chose de plus allongé pour être le moins possible trop profond et est-ce que ça contraint un peu plus la possibilité de bien le configurer pour laisser d'autres usages comme la pêche se faire ?

Pierre Héraud : Je pense que le rectangle que j'ai montré était vraiment un premier jet très rapide qui laisse finalement un peu de place à l'optimisation d'un layout ou d'un agencement des éoliennes. Si on veut lancer un projet et avoir des porteurs de projet intéressés, il faudrait leur laisser un peu plus de place comme vous l'avez indiqué pour qu'ils puissent jouer là-dedans et minimiser la profondeur. Donc oui, je ferais quelque chose d'un peu plus gros. C'était vraiment pour montrer une possibilité. Après, le fond à l'air assez homogène et assez plat finalement. De ce point de vue-là, on a de la chance finalement. Il n'y a pas l'air d'avoir une différenciation si extrême en termes de nature des fonds et de topographie du fond de la mer. Je ne pense pas que ce soit un enjeu. Mais pour ce qui est de l'espace à laisser à un développeur, je laisserais un peu plus d'espace que ce que j'ai fait. Juste pour pouvoir optimiser un parc éolien.

Luc Picot : Est-ce que d'autres questions ? M. Darquin, vous aviez levé la main.

Alexis Darquin : Oui, merci M. Picot. Je voulais intervenir en qualité d'industriel pour partager ma vision vis-à-vis de la faisabilité de l'éolien posé à plus de 70 mètres pour poursuivre ce qu'avait dit M. Héraud. Je trouve qu'il aurait été intéressant d'avoir une vision de DNV quant aux dimensionnements de ce type d'ouvrage et à la fatigue engendrée sur ces ouvrages. Je ne suis pas spécialiste donc je ne me permettrai pas de dissenter là-dessus. Mais en plus de la bathymétrie, ça implique des limites techniques supplémentaires. Pour donner un ordre de grandeur, M. Héraud mentionnait le parc de Seagreen qui est installé jusqu'à 60 mètres de profondeur. Avec notre expérience de l'oil and gas comme le disait Matthieu Monnier, il y a beaucoup de transferts d'expérience qui sont possibles. On utilise des fondations de type jacket, comme sur Seagreen, pour des installations jusqu'à 140 mètres de profondeur aujourd'hui. Par contre, on est sur un dimensionnement comme je le disais juste avant qui est d'un autre ordre de grandeur que ce qu'on utilise pour des éoliennes posées. Or, pour Seagreen, le développeur a utilisé pour l'installation un vaisseau qui est le « Saipem 7000 » qui a deux grues qui permettent de développer chacune 7000 tonnes de levage. Pour donner un ordre de grandeur, c'est l'équivalent de la Tour Eiffel. Les jackets qui sont installées, à ma connaissance, sont de l'ordre de 2500 tonnes sur ce site. Si on essayait d'anticiper la taille et le poids de jacket qui serait mis dans des profondeurs de 60 à 70 mètres, on serait probablement au deçà des 3000 tonnes surtout sur ce site sud-atlantique, compte tenu de la nature des données méta océaniques et des vagues cinquantennaires qui ont été mentionnées. Ça impliquerait un dimensionnement des ouvrages assez importants. Si je fais un parallèle, on est en train de construire pour l'installation du

plus grand parc posé en Angleterre, un bateau d'installation, « l'Alpha Lift » qui sera équipé avec une grue de 3000 tonnes. Et de ce que je vois du projet à plus de 70 mètres en sud atlantique, ça ne serait pas suffisant. Un effet de temporalité, si on veut considérer de l'éolien posé à grande profondeur, on peut dire qu'aujourd'hui c'est possible. Par contre, quand est-ce que ce sera possible de l'installer en zone sud-atlantique ? À mon avis, pas avant une bonne décennie. Compte tenu du fait que les vaisseaux précédemment nommés type « Saipem 7000 » ou « Alpha Lift » seront en compétition avec des installations de parc dans des endroits où comme le mentionnait M. Monnier le productible sera probablement plus intéressant pour les développeurs que dans la zone sud atlantique. On se retrouve avec un effet de boule de neige. M. Monnier parlait aussi d'une image que je trouvais très adéquate qui était la courroie d'entraînement et de se poser la question de savoir à quel horizon on envisage d'installer ce parc posé. Si on attend que les vaisseaux d'installation soient développés et disponibles en termes de « priorisation » des développeurs, on n'est probablement pas de mon point de vue à une échelle avant 2035. Ce qui fait que la région ou la façade a loupé la chance d'installer un parc posé à plus faible profondeur avec des technologies qui seraient aujourd'hui maîtrisées et qui permettraient le lancement de cette courroie d'entraînement de façon à structurer une filière. Puisqu'après, comme le présentait Mme Georgelin, si on est sur une filière flottante par exemple qui est développée, disponible en France, à l'horizon 2030, elle devra fournir de l'ordre de 50 flotteurs par an et aura tendance, de mon point de vue une fois de plus en tant qu'industriel, à se développer dans des zones où le productible sera meilleur. Se pose la question de savoir si la façade ou l'industrie éolienne offshore dans cette zone serait lancée puisqu'elle serait moins intéressante d'un point de vue productible. Je voulais rajouter aussi que la « Saipem 7000 » pour mentionner ce vaisseau d'installation. On l'a utilisé sur notre ferme flottante en Écosse, pour l'installation des éoliennes. C'était l'un des postes les plus significatifs de l'empreinte carbone de l'installation de ce parc. J'entends au fur et à mesure des questions et des débats cette problématique environnementale. Quand on parle d'installation et d'ouvrage posé à grande profondeur, c'est aussi un élément qu'il faut considérer. L'autre élément du débat, c'était : est-ce qu'on sera en ligne pour faire face à la transition énergétique ? J'essayais de mettre des points de réponse dans le chat. J'en reviens à mon horizon 2035. Si on veut amorcer et se donner la capacité d'avoir un parc éolien qui puisse subvenir à un réacteur nucléaire avant 2030, il faut considérer la faible profondeur. Si on attend le posé à grande profondeur, ce sera fin 2030 ou pas du tout de mon point de vue, compte tenu de la compétition avec les autres sites européens.

Luc Picot : Merci M. Darquin. Est-ce qu'il y a des échanges ? Vous avez un propos plus mesuré, en disant qu'il y a une faisabilité technique, mais quid du réel déploiement dans un horizon de moyen terme et non pas de long terme. Ça, on a parfaitement noté cette contribution. Est-ce qu'il y a des remarques ? M. Salez, vous avez levé la main ? Je note que Mme Masson a des questions.

Patrick Salez : Oui, merci M. Picot. Ma première question, Emmanuelle Carpentier l'a présentée, c'est l'enjeu technico-économique et on en a bien discuté. Ma deuxième question porte sur le flottant. J'avoue que j'ai été défavorablement impressionné par les horizons temporels que j'ai vu développer. C'est-à-dire que moyenne capacité de flottant mise en service 2032-2036, grande capacité 2036-2040. Or un de nos arguments pour justifier la place de l'éolien offshore dans le mix énergétique, c'est sa vitesse de redéploiement par

rapport au nucléaire qui permet de faire face à l'urgence climatique. On déduit de cet horizon temporel assez éloigné pour le flottant, que finalement on va se trouver dans la même situation de réponse à l'urgence climatique, du point de vue du redéploiement de fortes puissances qu'avec le nucléaire. On a un argument qui est fortement fragilisé, que répondre à cela ?

Luc Picot : M. Salez, si ça ne vous dérange pas, on garde votre question et on a une dernière partie sur le flottant et on réinjecte votre question dans cette partie sur le flottant où on a deux contributions de Valorem et Blue Float.

Patrick Salez : D'accord. Mais il y a une interrogation sur l'horizon temporel derrière qui me semble énorme.

Luc Picot : Oui, cette question de la vitesse de déploiement est très importante. On la note. On va donner la parole à M. Guérin de 2H offshore qui pour le compte de la CNDP mène une expertise. On a bien conscience qu'on est dans le cadre d'expertise un peu flash. Tout ça est fait entre la prise de conscience qu'il faut investiguer la question de la profondeur et le moment où on peut l'investiguer. Ce sera un premier retour. Pour répondre à Mme Masson, nos deux experts remettront leurs documents fin mars et puis tout cela sera rendu public comme il se doit. De toute façon, cette question sera suffisamment importante que pour la concertation post-débat. Il y aura encore beaucoup de grain à moudre dans le suivi. M. Guérin, je vous cède la parole.

Pierre Guérin : Bonjour à tous. Je veux être sûr que vous avez bien ma présentation à l'écran.

Luc Picot : Non, elle n'est pas à l'écran encore. C'est parfait. Elle est à l'écran maintenant.

Pierre Guérin : L'objet de ma présentation, évidemment vous connaissez le site, vous connaissez mieux que moi ce qu'il s'y passe. Les deux questions qui m'étaient posées par la Commission : est-ce qu'il y a une faisabilité pour déplacer les fondations comme la présenté mon collègue du DNV dans une zone qui était environ 63 mètres, on n'est pas au mètre près, à échéance 5-10 ? Puis la deuxième question : quelle serait selon nous la profondeur à partir de laquelle on pourrait dire que les coûts où on passe d'une solution technico-économique entre le posé et le flottant ? En deux mots 2H offshore est une société d'engineering. Notre rôle est de faire des études, technique de sol, de pile. On est sur des champs d'éoliens flottants et posés, en développement et en étude générale. On a appréhendé le débat pas seulement d'un point de vue technique parce qu'on vient du monde de l'oil and gas, tout est possible. On peut aller jusqu'à 1000 mètres de fond. L'idée, c'est de se recentrer sur le site, sur ce qui est faisable et comme l'a dit notamment l'intervenant de société Equinor, dans quelle temporalité on peut se mettre ? On s'inscrit dans une tendance qu'il ne faut pas oublier. Ce qu'on dit aujourd'hui est toujours modifié dans le temps. Sur une tendance générale où on va aller vers de plus en plus d'installation, il peut y avoir des effets négatifs comme évoqués précédemment. C'est-à-dire que les moyens maritimes et les moyens de construction vont être fortement mobilisés. Il y a aussi des effets positifs. On va malgré tout vers un meilleur savoir-faire, de l'innovation et une baisse générale des coûts unitaires. Attention, c'est par mégawatt produit. Dans notre sens, on agrandit les parcs, on fait des parcs plus grands, on essaye d'avoir des flotteurs, des éoliennes, des systèmes de

production qui produisent plus, normalement le coût global du projet n'est pas à la tendance à la baisse. Aujourd'hui, on a une industrie qui est largement dominée par l'Europe du nord pour l'instant. Mais ce qui nous donne déjà des points de repère, même si la France, on le voit en haut à droite, à des ambitions assez fortes que ce soit dans le posé ou le flottant avec les choses qui sont en construction ou en passe d'être terminées. Je pense à Saint-Nazaire et à Fécamp. On a une profondeur aujourd'hui, on le voit bien en bas à droite, ce sont des statistiques Europe et Monde qu'on a des solutions qui sont parties d'une profondeur d'eau de 20 à 30 mètres et aujourd'hui, on voit une courbe tendance qui est aux alentours de 40, 45 mètres avec tentative de ne pas trop s'éloigner de la côte. Il y a aussi cette problématique de rapport et de ramener le courant à la côte. Si on regarde notamment ce qu'il se passe aussi du côté de l'Atlantique parce qu'il y a des ouvertures fortes de projet. On voit que les profondeurs, sans parler d'éolien flottant, on commence à avancer... Il y en a qui sont à des stades de permis. On voit qu'on a une grosse partie sur les champs américains. Je pense plutôt à la côte est. La côte ouest-américaine étant plutôt des champs à plus grande profondeur. On voit qu'il y a des spots qui commencent à apparaître aux alentours de 60, 65, 70 mètres avec quelques cas un peu atypiques dont on ne connaît pas encore forcément les tenants et les aboutissants qui sont aux alentours des 70 mètres. On voit que cette barrière aujourd'hui pour l'éolien posé est plutôt en train de se décaler de 50 mètres en faisabilité à 70-80 mètres. Derrière, on a essayé de regarder : quelles sont les solutions techniques qu'on a notre porté et comment les faire évoluer ? On voit toujours ces mêmes types de courbes. Sur le plot qu'il y a en bas à droite, on a essayé de se centrer sur ce qu'il se fait en Europe. Attention, ce sont des statistiques qui évoluent, on a souvent 1 ou 2 ans de retard. Mais on voit qu'aujourd'hui, il y a une grande famille, ce sont les monopiles puis les tripodes, les jackets et les structures gravitaires. On voit que si aujourd'hui l'industrie est largement dominée par les systèmes monopiles avec environ 4000 dans le monde. On voit qu'on peut avoir d'autres solutions. Tout à l'heure, j'ai entendu des gens qui disaient : « Attention, il faut regarder la solution et l'économie ». Évidemment, mais je dirai que la façon dont on va appréhender la solution technique va influencer sur l'économie. Une solution qui ne sera pas adaptée à tel site, évidemment on est dans l'atlantique sud, il y a des houles qui sont relativement fortes, le sol a l'air d'être plat, ça nous laisse des possibilités, sans avoir fait des études de détails comme l'a dit M. Picot, plutôt larges sur les différents types de fondations. Si on recense aujourd'hui ce qu'il se fait. Ce qui gouverne l'industrie parce que c'est le plus simple et c'est ce qui s'installe entre guillemets le plus facilement, c'est le monopile. C'est un pieu qu'on vient forer ou battre dans le sol dont les diamètres aujourd'hui sont aux alentours de 8 mètres. On essaye de passer à 12 mètres voire un peu plus pour essayer d'avoir des éoliennes de plus fortes puissances. Aujourd'hui la quasi-totalité des projets sont à une profondeur de – 50 mètres. On essaye de regarder des pieux beaucoup plus grands pour essayer d'aller vers 15 mètres de diamètre et 60-70 mètres. Mais avec les moyens qu'on a et tout à l'heure, j'ai entendu une remarque sur la fatigue, il n'y a pas que ça, ces pieux sont un tube. On va avoir une combinaison d'élancement et d'épaisseur. On ne peut pas faire n'importe quoi pour qu'on ait une raideur, une tenue, pour qu'on puisse l'enfoncer dans le sol et supporter les sollicitations statiques et dynamiques de la pile. Effectivement, on a un couplage entre le vent qui est sur l'éolienne et les efforts qu'on retrouve sur la pile. On a des critères de construction. On a aussi que quelques usines dans le monde qui sont capables de faire ces grandes dimensions. Comme on est pris par le temps, je ne vais pas passer le fil d'installation, mais il sera dans le livrable. La deuxième grande famille, c'est celle qui est

utilisée pour le champ de Fécamp. Ce sont des embases gravitaires. C'est du béton. Ça a l'avantage d'être entre guillemets plus facile à installer. Encore que tout est relatif quand on parle d'installation. Ça nécessite une préparation du sol puisqu'évidemment on vient poser sans l'enfoncer dans le sol, sur un lit de « grouting », c'est-à-dire des graviers qu'on vient poser au sol. Ça permet parfois d'avoir une résistance un peu plus forte à la houle que d'autres structures. Aujourd'hui, même si ça paraît quelque chose d'extensible à des profondeurs plus grandes, dans les collègues que j'ai interrogés, ils étaient plutôt réservés sur une profondeur un peu limitée. Ça ne veut pas dire que cette solution ne convient pas. Je sais notamment que Eiffage un de nos grands BTP français travaille sur des solutions béton grande profondeur, mais qui comme on l'a dit tout à l'heure, ça va être à échéance 5-10 ans pour que ce soit dans le domaine industriel. Une solution qui est un peu plus lourde. C'est le cas du tripode. Celui-là a été installé sur plusieurs champs. Il y a différents designs. L'idée, c'est qu'on peut avoir soit trois piles, soit une pile centrale et avoir trois pieux. L'avantage c'est que ce sont des structures acier. C'est facilement, entre guillemets toujours, projetable pour des profondeurs plus grandes. Je sais qu'en ce moment, il y a Smulders qui est une filiale d'Eiffage qui travaille plutôt dans l'acier, qui a une initiative pour essayer de travailler sur des fondations à 80 mètres de profondeur. Ça permet si on se place d'un point de vue strictement intellectuel, de la frontière des 70 mètres, de la placer. Reste qu'il faut des moyens maritimes relativement importants pour les installer. Dès qu'on va aller vers ces grandes profondeurs, on va avoir une augmentation de la masse totale d'acier et des moyens maritimes. Là, une question économique qui se pose. Puis, on a une solution jacket qui existe notamment, Iberdrola qui l'utilise sur St-Brieuc, mais c'est un peu partout. On a des références jusqu'à 60 mètres. Ça permet d'avoir une grande modularité avec la profondeur. Là aussi, on s'affranchit assez vite. Aujourd'hui, la difficulté qu'on va avoir, pour rentabiliser la chose, on va essayer de lui mettre une éolienne la plus puissante possible. Ça veut dire qu'on va avoir des flèches de grue qui vont être assez énormes. Tout à l'heure, on a parlé des différents bateaux, « l'Acqua Lift », etc. C'est vrai que ça reste un problème. Ceci étant, il y a des méthodes d'installation qui peuvent être modulables. Mais si on se place de la faisabilité, et si on n'essaye pas de grandir les tailles des turbines, c'est ce qui va malheureusement se passer. Tout à l'heure, on ne l'a pas évoqué, mais le marché est aujourd'hui sur des turbines de 8-10 mégawatts, on voit que c'est en train de dériver. Je doute fort que les industriels qui produisent des turbines continuent d'en produire de si petite puissance alors qu'ils vont avoir une grosse demande de turbines de grande puissance. On risque d'avoir aussi cette complication. Les bateaux d'installation, je vais passer. Je voulais vous montrer quelques photos et quelques champs qui existent. En bas à droite, on voit une pile pour un champ, que par 35 mètres de fond parce qu'elle est enfoncée dans le sol. C'est le champ de Yunlin. C'est un des premiers. On voit qu'on était sur des puissances de turbines relativement modestes. On a le cas de Hornsea. Il s'est développé au nord-est de l'Angleterre. Sur leur site, ils annoncent jusqu'à 70 mètres, mais ce n'est que dans Hornsea 3 et quelques éoliennes qui sont sur ce champ. Mais ils sont prêts à aller vers ces profondeurs. Ils ont une réflexion, est-ce qu'on va optimiser le nombre de fondations pour réduire les coûts ? Je pense que c'est une démarche assez intéressante. C'est dire si je vais avec un monopile, un jacket ou une gravity base, si j'essaye de dimensionner au mieux mon système, est-ce que je peux... Alors, c'est un cas d'école, c'est sur leur site. Est-ce que je peux diminuer le nombre de fondations ? Ce serait super si on diminue de 340 à 160, c'est un énorme champ, en ayant cette réflexion aux coûts. C'est-à-dire que cette réflexion peut

aussi être amenée par la technique. Si on améliore la façon dont on va générer la fondation, est-ce qu'on va diminuer le temps passé en mer et donc les coûts en mer ? On a le cas d'East Anglia. Il y a un intervenant qui en a parlé tout à l'heure. La profondeur moyenne, on est à 45 mètres. On est dans la zone qui nous intéresse aujourd'hui. Ce sont des petits jackets. Là, c'est le cas tripode qui a été installé par Van Oord. Ils ont un cas à 67 mètres, mais là aussi ce n'est pas la majorité du champ. On voit que technologiquement, on est très proche. On a Moray East et Moray West qui ont été développés par Engie. Ce sont des jackets quadripode. On voit que ce sont des engins assez importants, assez gros. Ils visent 57 mètres, c'est la profondeur à la marée la plus basse. Ils ont le pire cas, c'est marée haute plus houle décennale ou centennale suivant les conditions de design qu'ils vont prendre. Puis, on va retrouver le cas de Beatrice. On voit la méthode d'installation à la fois du jacket et à la fois des piles. C'est-à-dire qu'il faut d'abord un bateau qui est capable de lever de la barge qui vient livrer ce jacket, l'installer au fond. On passera la façon dont on vient sécuriser les fondations. Et ensuite, on vient construire ou installer la turbine. Là aussi un projet qui est en 2019, tout à l'heure Mme Georgelin a dit quelque chose d'intéressant, c'est-à-dire qu'un projet qui est installé en 2019, il a été étudié en 2010. Ça veut dire qu'aujourd'hui, on a des projections pour ce qu'il se fait en 2030. On a un progrès dans la technique. Même si on va toujours avoir ces problèmes géométriques avec ces dimensions. La conclusion qu'on a nous d'un point de vue d'études engineering, c'est que c'est faisable. Il n'y a pas de barrière a priori d'aller à 70 mètres. Forcément, ça va avoir un coût, mais on ne va pas le découvrir. Si on arrive à l'anticiper, on doit pouvoir trouver à l'amortir. Les coûts, dès qu'on commence à partir en profondeur. Là, on shift sur la deuxième question. On oublie un peu la partie technique, mais on va lâcher la partie posé pour partir sur du flottant. On s'est posé la question qu'est-ce qu'il se passe entre 40 et 60 mètres ? Il y a plusieurs études. Il y a des études qui ont été faites par l'Université de Delft. Il faut regarder en relatif parce que des fois, ce sont des coûts de capex, des coûts d'installation. On voit qu'il y a quand même une pente qui grandit dès qu'on passe 60 mètres. Si je prends la courbe qui m'intéresse, c'est le monopile. On voit qu'on a une variation relativement faible. Par contre, si on a le tripode et si on s'amuse à mettre une petite éolienne dessus, on voit que les coûts unitaires s'envoleraient. Ça devient évidemment moins intéressant parce qu'il divise par le mégawatt installé. On s'est dit aussi, c'est une étude coréenne. Dans les coûts, qu'est-ce qui est important ? Il y a la connexion. J'imagine que sur cette étude, ils ont peu pris en compte l'éloignement. Il y a la part installation et la part fondation. On voit que dans les coûts, cette part fondation a tendance à grossir. Si on se place dans les tranches 10-20, 20-30, 30-40 et 40-50. On s'est amusé sur Excel à dire si on faisait passer une courbe de tendance où ça nous emmènerait ? Si on décalait de 45 mètres vers 65 mètres qui est à peu près nos profondeurs, on verrait une variabilité de 37%. Ce n'est pas entre 10 et 60, c'est entre 45 et 60 donc sur le coût de la fondation. On a essayé de corrélérer ça avec d'autres études. Il faut toujours faire un peu attention parce que des études quand elles datent, il y a souvent des updates qui ne sont pas forcément à jour. Mais l'Université de Michigan s'est amusé à regarder sur des statistiques, si je prends des monopiles, des gravitaires et des tripodes installés entre 0 et évidemment eux ils n'avaient que 40 mètres, si on fait passer des courbes de tendance, quelle serait l'envolée de l'investissement ? Ici, c'est en million d'US dollars par mégawatt installé. Une fois de plus, c'est la tendance. Alors, on peut rester sceptique sur leurs analyses sur le tripode. Je pense que c'est parce qu'ils n'ont pas beaucoup de datas. Sur le monopile, ils ont une courbe de tendance, si on la projette à 60, on retrouve à peu

près entre 45 mètres et 67 mètres, on retrouve ce +40%. Il faut être conscient que cette décision, si on maintient que techniquement elle est faisable, et la compétition des bateaux, il va avoir un impact sur le coût. La question qui nous a été posée, c'est comment vous voyez le moment où vous allez passer du posé au flottant ? Là aussi, il y a toute une série d'études qui viennent, soit c'est le NREL, l'organisme américain sur les énergies renouvelables, quelques labos Wind Europe qui a fait des études. Tous montrent une tendance de baisse assez forte. Là, c'est le LCOE, Levelize Cost Energy. On trouve le prix de vente de l'électricité moyen. Là, sur des dollars 2019. On voit qu'on a une tendance à la baisse qui se confirme, mais aujourd'hui si on regarde froidement la courbe moyenne du prix des fondations par rapport au prix moyen des fondations, on voit qu'on a quand même un écart significatif, même si on voit une baisse des coûts. On s'est dit : « A quel moment ces deux courbes se croisent ? ». Il y a assez peu d'études. On a retrouvé une étude d'Exodus qui date de deux ans. Ils se sont dit : « Si on fait à peu près le même type d'analyse et si on regarde l'augmentation des coûts avec la profondeur sur une base 2020 en prenant compte la variation des poids, de l'installation et les gains technologiques. Si on considère que ce coût peut être amené à iso constant pour du flottant, ce qui est vrai puisque le prix d'un ancrage, grosso modo entre un jacket qui va varier énormément de dimension et un flotteur dont l'impact de la profondeur en tout cas si on reste entre 50 et 150 mètres est quasiment négligeable. On voit qu'en 2020, les études montrent que le croisement des courbes et entre 90 et 100 mètres ». Mais avec les progrès et les gains de productivité de l'éolien flottant qui n'est pas uniquement sur le fait de mieux designer, de mieux produire et de mieux connaître les coûts, mais il y a aussi le critère de HOFU (Hours Of Full Use). Pour un flottant qui est en général plus loin à un vent plus stable a un meilleur rendement, on voit que ces deux technologies auraient tendance à se resserrer. Si on fait les études aujourd'hui pour l'installation 2030, on serait aux alentours de 60-65 mètres. Je vous assure, je n'ai pas choisi cette courbe parce qu'on regarde un parc qui est à 63 mètres. Une autre tendance montre qu'à un moment donné, aujourd'hui on voit que ça paraît vrai pour des raisons techniques, mais économiques, les courbes vont commencer à diverger. On voit bien qu'entre 60 et 80 mètres, on va commencer à être à la limite de ce qu'on peut faire pour le posé. Pour le monopile, c'est un problème presque géométrique. Pour le jacket, c'est un problème d'installation. Pour la partie gravitaire, c'est plus un problème de stabilité et de coût d'ensemble. On voit qu'on va commencer à diverger et sans mauvais jeu de mots, on va vers l'envol de l'éolien flottant. Pour conclure, je dirai que ces tendances générales qu'on voit, on ne le voit pas qu'en France, mais en Écosse, aux États-Unis, en Corée, c'est de dépasser cette frontière de 40-50 mètres pour le posé. On voit qu'il y a des difficultés techniques qui perdurent. Notamment, on voit que même si les monopiles sont la majorité de la solution retenue, on voit qu'on va avoir du mal à étendre. Même s'il y a des solutions, pour Dogger Bank Farm, ils travaillent sur du 63 mètres. Smulders, ils essaient de regarder sur des piles à 90 mètres. Mais on voit que si on reste en dessous de 70 mètres, l'industrie d'un point de vue technologique et engineering, il y a des solutions qui se mettent en place pour aller vers les 70 mètres. On voit par contre l'augmentation des coûts, est-ce que c'est 35, 40 %, 5 % ? Mais ce n'est pas zéro. Il y a clairement une augmentation. Les discussions qu'on a beaucoup entre nous, c'est comment on va trouver les bateaux pour installer ? Comment on va réussir à travailler sur la raideur de la structure ? Tout à l'heure, on a donné l'exemple de la Tour Eiffel. Oui, un jacket ou un monopile de 90 mètres, c'est plus que ça. Le monopile de 90 mètres est lui-même enfoncé d'une quarantaine de mètres dans le sol. Le jacket est posé

sur des piles qui sont elles-mêmes enfoncées. D'un point de vue installation, ce n'est pas aussi simple. Sur l'éolien flottant, il y a une grosse réduction des coûts. Je suis un peu plus optimiste que ce qui a été dit précédemment. Je pense qu'on sera capable d'aller vers des champs d'éolien flottant rentables avant 2030. Il y a déjà « HyWind » existe, mais il y a d'autres solutions. En tout cas les flotteurs qu'on voit de nos jours sont relativement matures. L'avantage du flottant, c'est qu'on voit qu'ils sont partis pour être configurés sur des turbines plus grandes. On vise le 15 mégawatts. Les Américains de GE sont en train de travailler sur des flotteurs et des turbines de 15-20 mégawatts. L'idée c'est avec une fondation, on produit plus. Ce qui va aller vers la réduction des coûts. D'ici 10 ans, on voit que les coûts vont essayer de se balancer. Sans remettre en doute l'honnêteté de la courbe, il faut juste dire qu'elle vient d'un producteur de technologie flottant, il y a peut-être une certaine influence. On voit que les réductions de coûts, aujourd'hui, ils sont beaucoup plus importants dans le flottant... Elles ont tendance à avoir ce point d'inflexion dans le flottant que dans le posé et notamment les monopiles. Je terminerai en disant qu'aujourd'hui cette notion « Hours of Full Use » dans les bilans des coûts est importante puisqu'on va commencer à raisonner un peu plus large. Non pas en taille de système, mais quelle capacité de production ramenée à système de supportage unitaire qui est finalement ce qu'on installe. Voilà, pour la discussion. J'ai vu passer des choses sur mon écran.

Luc Picot : Merci beaucoup. Présentation extrêmement complète et riche qui va susciter, j'imagine, des questions. Je vois M. Darquin qui a levé la main.

Alexis Darquin : Encore merci M. Guérin pour la présentation. Je voulais resituer par rapport à ce qui nous intéresse au niveau du site d'Oléron. C'est assez intéressant de voir les études qui sont faites au niveau d'évolution des coûts des monopiles. Si je fais référence à un des graphiques présentés par M. Guérin, on était sur une évolution des coûts entre 40 et 60 mètres qui était de l'ordre du double pour une éolienne de 8 mégawatts. J'imagine une monopile à 60 mètres qui ferait dès lors plus de 100 mètres sur du 6 mètres de diamètre, ça commence un peu à ressembler à du spaghetti, à mon avis. Par contre, sur ce graphique, on voyait que l'évolution des coûts au niveau de ce qui était jacket, par exemple, était de l'ordre du triple. Là, on va se retrouver avec une technologie posée qui va être de l'ordre de grandeur du coût de l'éolien flottant. Ce qui nous amène naturellement à la transition, comme le présentait M. Guérin, de savoir si posé ou flottant. C'est pour ça que j'en reviens à ma position précédente qui était de dire du posé à 70 mètres, une fois de plus dans cette zone, ne me semble pas réaliste dans un avenir proche. C'est techniquement faisable, mais une fois de plus, on se limite par l'attrait du productible dans cette zone et les références qui sont faites par rapport à des sites aux États-Unis. Je pense notamment sur la côte est où les ressources en vent vont être bien meilleures et où le volume des champs proposés va être de l'ordre de plusieurs gigawatts ce qui permet une fois de plus pour des industriels comme nous un intérêt de chercher des solutions pour des profondeurs d'eaux de l'ordre de 60 mètres. Il faut remettre les choses en perspective et essayer de s'adapter au site duquel on est en train de parler précisément. J'aurais voulu faire un dernier point sur les fondations gravitaires à grande profondeur où d'un point de vue poids, on est en train de parler du triple par rapport aux échelles que je mentionnais précédemment et où on n'aura pas la capacité de levage pour de telles fondations. Il faudra les flotter pour les emmener sur zone et une

fois de plus, se pose la question de savoir posé ou flottant, qu'est-ce qui devient économique et réaliste pour ces zones ?

Pierre Guérin : À ces profondeurs, on est plutôt sur du 12-15 mètres de diamètre que du 6 mètres pour les monopiles.

Alexis Darquin : Sur votre étude, c'était avec des éoliennes de 8 mégawatts. Ça m'étonnerait qu'on mette du 8 mégawatts sur des 15 mètres de diamètre.

Pierre Guérin : Non, on va avoir ce problème. Et oui, sur l'embase gravitaire, aujourd'hui les études même s'il faut toujours un peu attention, effectivement, on voit un envol des coûts, dès qu'on va aller chercher ces profondeurs.

Luc Picot : C'est vrai qu'il y a des énergéticiens et des experts industriels, mais dans le débat public, on l'a bien constaté, ce que résume souvent Francis, à solution nouvelle, problème nouveau. On l'a clairement entendu dans le débat public, le basculement du posé au flottant n'est pas uniquement sous l'angle économique. Il y a aussi les usages que permet ou pas le flottant et le posé. Je pense notamment aux usages de pêche. On l'a vu dans les deux réunions publiques qu'on a organisées avec les Comités des pêches, sur le posé, il y a entre guillemets parce que je risque de me faire corriger par un des Comités des pêches, il y a sur le posé un consensus du fait qu'il y aura d'une possibilité de faire des parcs pêchant, chose qu'il n'est pas totalement avéré pour des parcs flottants. On voit bien que sur la même zone, les zones entre 60-70 mètres de bathymétrie où les deux technologies sont a priori possibles, posé et flottant, on a depuis le début de la réunion vu l'angle économique et financier. Quel est l'optimum flottant posé économiquement et financièrement ? Mais on n'a pas complexifié le sujet en disant « Et les autres usagers, notamment les usagers de la pêche, est-ce qu'ils n'ont pas une préférence ou pas entre flottant et posé ? ». Le retour qu'on a des réunions que nous avons eues sur la pêche, je mets beaucoup de guillemets, c'est une petite préférence pour du posé qui permettrait de faciliter l'activité de la pêche par rapport au flottant. C'est pour recomplexifier encore plus l'équation. L'équation économique, mais aussi d'acceptabilité. Forcément mon intervention a fait réagir un des Comités des pêches. Mme Masson ?

Faustine Masson : Oui, bonjour à tous. Forcément, je me sens obligée de réagir. Je n'avais pas l'impression qu'aux différentes réunions publiques qu'il y ait une préférence pour l'éolien posé qui s'est dégagé du côté de la pêche.

Luc Picot : Non, je n'ai pas dit ça. Si vous voulez que je sois plus précis et clair, M. Wahl en réunion a clairement explicité qu'il souhaitait le scénario 0, ce qui veut dire, je traduis pour tout le monde, zéro éolienne. Mais c'est la position du Comité régional, on a entendu d'autres acteurs, d'autres Comités qui ont eu d'autres positions. Vous avez raison, il faut être très précis. Je précise un peu plus le fond de mon expression.

Faustine Masson : Après, j'ai entendu les autres expressions de la pêche en général qui s'est prononcées sur la localisation d'un parc, après sur le flottant ou le posé, personnellement je n'avais pas cru comprendre qu'il y avait des positions de la pêche là-dessus. En tout cas, le CRPME, je ne crois pas. Tout simplement parce que le flottant selon les journées pêche, vous l'avez dit M. Picot, on partirait sur l'interdiction pure et simple

de la pêche dans ces parcs flottants. Après, pour le posé, c'est pour ça que je posais la question de l'étude complémentaire jusqu'où elle sera faite, si c'est bien au large ou si c'est juste dans la zone des 12 000 ? Si vous ne la faites en dehors des 20 000 nautiques, les impacts pour la pêche seront exactement les mêmes.

Luc Picot : Vous avez vu la présentation de M. Héraud qui nous a fait une simulation de parc. Si vous avez pu le constater, on pourrait refaire, la simulation de parc est en dehors du PNM donc c'est au-delà des 20 nautiques. Puisque la limite extérieure du PNM c'est à peu près 20 nautiques et sur une bathymétrie oscillant entre 52 mètres et 55 mètres, à peu près, pour être précis. L'expertise qui est de voir est-ce qu'il y a une possibilité de faire de l'éolien posé à de grande profondeur correspond bien à un zonage qui est en dehors du parc naturel marin et au-delà des 20 nautiques qui sont la limite que la pêche artisanale, chose qui a été évoquée plusieurs fois.

Alexis Darquin : J'aurais juste voulu clarifier mon propos par rapport au posé à grande profondeur et à l'éolien flottant. Je faisais la remarque avant que certaines des extrapolations des technologies posées à grande profondeur ne me semblent pas être compétitives avec du flottant. Par contre, le flottant n'aurait pas vocation à être installé dans la même zone. Se pose la problématique du surcoût du raccordement. Dans ce cas, étant très loin des côtes, on anticipe une compensation liée à l'amélioration du productible. Une fois de plus, un des éléments que j'essayais de faire passer avant, c'était la temporalité de la structuration d'une filière localement. Je pense que ça devrait être une des questions. Puisque si on se lance dans de la grande profondeur ou du flottant en ayant pas structurée ou développée une filière éolienne locale, il y a de fortes chances pour que ça vienne d'ailleurs, de façades y compris en France qui auront déjà développé ce type de technologie. Je pense qu'on devrait aussi se poser la question. Si on veut être prêt pour la transition économique et si on veut avoir une filière locale en atlantique sud, de faire un premier pas, d'amorcer la courroie comme disait M. Monnier avec des technologies maîtrisées à plus faible profondeur.

Patrick Salez : Merci. Je voulais revenir sur ce que vous avez dit M. Picot à propos de l'acceptabilité du flottant par le monde de la pêche. Mon message s'adresse aussi à Faustine Masson. Je suis un peu étonné de sa réponse. J'étais moi-même le 14 janvier à une table où nous avons construit deux scénarios. Il y avait à notre table le président du Comité des pêches départemental. Il a proposé bien sûr un projet 0 parc, mais il a accepté un parc de compromis de la table qui est justement ce parc situé entre les 20 000 marins et les 70 mètres de profondeur. En disant « Entendu, mais à condition que ce soit un parc posé parce que nous, pêcheurs, nous ne voulons pas du parc flottant ». Vous avez posé une question importante pour laquelle nous n'avons pas réellement de reprise ni de réponse.

Luc Picot : Merci M. Salez. Je précise qu'on va rester dans nos traits purs de technique. Les questions d'acceptabilité sont centrales, mais je pense qu'on aura du mal à les épuiser en quelques mots.

Faustine Masson : Promis, M. Picot, je vais faire vite. Je ne crois pas avoir eu connaissance, M. Salez, que ces échanges aient été officiels. Je n'ai pas eu de compte rendu ou de position là-dessus de ce qu'avait dit M. Micheau président du départemental. Quant à la question du flottant, la pêche, à ma connaissance ne s'est pas prononcée

là-dessus. Pour la simple et bonne raison que le débat public de base ne portait pas sur le flottant. La question n'a pas été posée initialement.

Luc Picot : Merci beaucoup. Je remercie beaucoup M. Guérin pour cette expertise très complète, ce regard à l'international. J'oserai une question, parce que vous l'avez suggéré un peu au tout début, M. Guérin, de votre présentation. Vous montrez un tableau avec une courbe où on sent que le secteur va chercher la grande profondeur. Ce tableau avec ces petites bulles où on va plus au large et plus profond. Au niveau mondial, est-ce que c'est une tendance de niche cette recherche de grande profondeur ? C'est à dire autour des 60 mètres, pour de l'éolien posé. Ou est-ce que c'est une tendance de fond ? Parce qu'à un moment, il y aura une saturation des espaces à faible profondeur et pour des raisons X ou Y à aller sur du posé et ne pas forcément en basculant sur le flottant. Est-ce qu'il y a un marché de niche ou pas sur du posé grande profondeur ?

Pierre Guérin : C'est une grande question. D'abord, ce qui est vraiment une tendance mondiale et ce n'est pas que le cas pour Atlantique Sud, c'est de s'éloigner de la côte pour des raisons d'acceptabilité sociales. C'est clair. C'est dans tous les projets, on s'éloigne. On essaye de pousser ces éoliennes vers l'horizon. Il y a aussi une raison technique, on essaye de s'éloigner le plus possible de la côte pour avoir entre guillemets un vent meilleur, moins perturbé par les effets de côte, les effets journaliers. Quand on regarde les champs qui sont dans les cartons, que ce soit en France, en Écosse, en Corée ou sur la côte est-américaine, je mets à part la partie mer du nord, côté en face de l'Allemagne et du Danemark, on commence à aller vers des bathymétries qui sont un peu plus profondes. Nous, on se prépare d'un point de vue industriel à cette demande avec les casse-têtes dont on a évoqués. Ce n'est pas aussi simple que ça. On voit que d'autres industriels sont en train de faire cet effort, on a cité Eiffage. On voit clairement qu'il y a des initiatives qui se prennent. Ce qui se fait aux US, on a des bureaux là-bas. Après, vous dire qu'on ne va plus installer près de la côte dans certains pays, je n'irai pas jusque-là. Mais les marchés porteurs sont presque tous dans une zone 50-60 mètres. On voit beaucoup de projets dans cette zone.

Luc Picot : Ma question n'était pas dénuée d'arrière-pensée. Mon arrière-pensée était : les premiers appels d'offres qui ont été très chers, ils ont été justifiés pour le lancement d'une filière. Le surcoût de l'électricité issu de la filière des deux premiers appels d'offres. C'est une question de nature générique que je lance au débat public, est-ce que sur ce projet le surcoût entre guillemets d'aller faire du posé peut aussi se justifier dans l'achat d'une référence qui pourrait être utilisable pour une filière ? J'essaye de brasser le sujet dans plusieurs sens pour voir ce qui permettrait de justifier ce surcoût qui apparaît très clairement, que vous avez évoqué et qu'il ne faut pas cacher. C'est une question qui n'appelle pas forcément de réponse tout de suite, sauf si vous voulez y répondre.

Pierre Guérin : J'ai du mal à penser que maintenant, on va justifier des surcoûts parce que les gens qui vont venir développer les projets, ils vont garder leur rentabilité des projets. Ça va être un peu compliqué. Tout à l'heure, il y a une intervenante dont je n'ai pas retenu le nom, je suis désolé, mais si on allait vers un projet posé et qui peut être étendu dans du flottant et si on arrive à mutualiser notamment au niveau des interconnexions, je pense à la façon dont on amène l'électricité, je pense que c'est une piste qui serait peut-être pas stupide à creuser. On a plusieurs fois de courroie de transmission et on a parlé aussi de

l'idée de commencer avec quelque chose qui est un peu plus mature, trouver quelque chose de moins binaire en disant : « On déménage à 60 mètres », mais « S'il y a une partie qui peut rester dans une zone où l'industrie a ses habitudes ». Là, on peut peut-être avoir quelque chose d'un peu plus standard, quitte à ce qu'il y ait une phase deux qui soit carrément flottante. Je ne sais pas si c'est possible. Je ne me suis pas du tout penché sur le permitting. Mais si vous voulez mon intuition, j'aime bien cette idée.

Luc Picot : C'est parfait pour la transition à RTE. Je vais donner les droits à Daniel Botrugno de RTE. Il va intervenir justement sur la question du raccordement. Faisabilité ou pas de faire ça à grande profondeur et puis le lien avec le flottant.

Élodie Jaussaud : Oui, bonjour Élodie Jaussaud RTE. On va faire une coprésentation si vous pouvez me donner les droits, comme ça je vais faire la projection.

Luc Picot : Oui, ne quittez pas, le temps de vous les octroyer.

Élodie Jaussaud : Bonjour à tous. On va, avec Daniele Botrugno qui est un spécialiste des postes en mer chez RTE et moi qui suis directrice de projet, on va vous présenter les perspectives pour le raccordement. On a vu qu'il y avait certaines questions dans le flux, on espère que ça pourra y répondre. Ce qu'on va vous présenter, c'était pour répondre à la question, des expressions du public, l'éloignement du parc éolien, quelles conséquences ça a pour le raccordement ? On va aborder ça sous deux angles. D'abord ça va nous pousser à adapter nos solutions, probablement vers des technologies en courant continu. Et pourquoi ne pas aller vers des postes électriques en mer flottant ? Ça fera peut-être aussi la transition avec la deuxième partie de l'après-midi. Pour ce qui est de la technologie de raccordement, on l'a vu tout au long du débat public et puis dans les ateliers dédiés au raccordement, la technologie n'est pas connue pas aujourd'hui et elle sera décidée en fonction de la puissance du parc et de la distance du parc au réseau électrique. Vous devez reconnaître sur la gauche le schéma avec les différents scénarios de raccordement qui peuvent être envisagés en fonction de la puissance et de la distance. Je ne les redétaille pas. L'idée, c'est de donner un peu des grands éléments de perspective. Je compte le dire de manière générale, quelle que soit la technologie alternative ou continue, le coût du raccordement va augmenter plus le câble va s'éloigner. On va avoir besoin de mettre plus de liaisons. On va éventuellement avoir besoin en courant alternatif de mettre des compensations intermédiaires qui vont forcément engendrer des surcoûts. Éventuellement, on va devoir mettre un nombre plus important de liaisons. Tout ça, ça engendre des surcoûts. Ce qu'on observe entre ces deux technologies, c'est qu'on va avoir un basculement des coûts en fonction de la distance. Le schéma qui est présenté, c'est pour une puissance donnée, c'est pour illustrer le propos. On voit qu'on a un seuil de basculement. Si pour le coût en courant alternatif, on voit qu'on a une évolution qui est un peu linéaire en fonction de la distance, avec des petits escaliers qui sont liés à des moyens de compensation qu'il va falloir mettre en place, quand on dépasse une certaine distance, on a un surcoût parce qu'il faut mettre un poste de compensation intermédiaire. En courant continu, c'est HVDC, ce qu'on voit en rouge, le profil est un peu différent. On a un coût des stations de conversion. Donc ce sont des postes qu'on va mettre de part et d'autre pour convertir le courant alternatif produit par les éoliennes en courant continu et ensuite pour reconverter en courant alternatif pour ensuite l'injecter de réseau de transport d'électricité qui est lui-même en courant alternatif. On a un

coût d'entrée qui est important, mais ensuite le coût augmente moins rapidement avec la distance et on ne va pas retrouver ces effets seuil qu'on peut avoir sur le courant alternatif. Selon les hypothèses de puissance, on considère que le seuil de basculement se situe entre 80 et 130 kilomètres. Ce qu'il faut bien avoir en tête, c'est qu'on parle de longueur de raccordement et pas d'éloignement du parc aux côtes. Nous, on va avoir évidemment à parcourir le chemin entre le littoral et le réseau de transport d'électricité qui dans notre cas, si on parle du réseau 400 000 volts peut être situé à une cinquantaine de kilomètres. Si on reste sur le courant continu, pour donner un peu de perspectives, on voit que c'est une technologie est envisagée assez récemment en France pour le raccordement des parcs. C'est avec les raccordements des AO4 et AO8. Ce sont des raccordements qui étaient il y a peu en débat public et qui sont en concertation en Normandie sur la zone centre-Manche. Ce sont les seuls raccordements qui sont prévus en courant continu aujourd'hui parmi tous les parcs qui sont en cours de raccordement et de construction ou de discussion en France. Les technologies qui sont envisagées, c'est du 320 kilovolts donc on peut transiter une puissance pour un raccordement jusqu'à 1250 mégawatts à peu près. Il y a un nouveau schéma de raccordement qui émerge en Europe et dans le monde qui permet de raccorder des puissances plus importantes toujours avec un seul raccordement. Ce sont des raccordements avec un niveau de tension supérieur. On est à 525 000 volts qui permettent de raccorder jusqu'à 2000 mégawatts en un seul raccordement. C'est une technologie qui est émergente. Elle est envisagée dans plusieurs cas en Europe, notamment des projets en mer du nord et en mer Baltique. Ce sont des projets lancés, dont la mise en service est prévue en 2030. C'est une technologie qui vu d'aujourd'hui serait appelée à devenir un standard européen dans le contexte de la transition énergétique qui verrait arriver de nombreux parcs avec des puissances plus importantes. Ce courant continu très haute puissance il y a plusieurs avantages, il permet d'accroître la distance des parcs aux côtes puisqu'on l'a vu, il est moins sensible à la distance que les raccordements au courant alternatif. Il peut permettre de mutualiser les raccordements de plusieurs éoliens. Typiquement deux parcs de 1 gigawatt peuvent être raccordés avec un seul raccordement, si c'est anticipé dès le départ. Comme je le disais, c'est une perspective pour la massification du développement de l'éolien en mer.

Ça permettrait même d'aller encore plus loin et de mutualiser les raccordements de parc éolien avec d'autres infrastructures du réseau de transport. Sur le schéma, on a des interconnexions, mais on pourrait imaginer un renforcement du réseau français qui serait mutualisé avec un raccordement de parc éolien. On parle alors de réseaux hybrides. Ce sont des solutions qui aujourd'hui sont encore plus émergentes puisqu'elles nécessitent de construire des réseaux en courant continu et c'est quelque chose qui est assez complexe du point de vue électrique. Il y a un projet qui est en exploitation en Chine et il y a plusieurs projets qui sont dans les cartons en Europe avec des échéances de mise en service 2030-2035. Évidemment, il faut qu'il y ait tout un tas de conditions, des besoins concomitants, des besoins qui correspondent bien, pour que ce soit pertinent. Il faut avoir en tête que c'est une solution. Je passe maintenant la parole à Daniele pour la partie poste.

Daniele Botrugno : Oui. Pour la partie poste en mer du point de vue technique, on voit que l'éloignement à la côte, généralement s'accompagne avec l'augmentation de la profondeur. D'un point de vue historique, nombreuses plateformes viennent de l'industrie pétrolière et il y a un transfert de connaissances de l'industrie offshore et oil and gas à l'industrie de l'éolien

en mer. On sait que nombreuse plateformes pétrolières ont été installées dans les années 70, 80, 90, implantées à des profondeurs qui pouvaient aller jusqu'à 500 mètres. Pour des raisons historiques, on est passé plutôt à des technologies flottantes. Il est bien de rappeler qu'un poste en mer posé peut raccorder tous types de production, des éoliennes qui soient posées ou flottantes. En ce qui concerne la faisabilité technique, compte tenu des profondeurs d'eau et des conditions au large de l'île d'Oléron, la technologie posée pour l'éolien en mer reste faisable. On verra par la suite d'autres aspects. Chez RTE, on a réalisé et on réalise pas mal d'activités concernant le développement du flottant, concernant les postes en mer et les liaisons des câbles exports. D'un point de vue technique pour le poste en mer, on peut dire qu'on a une valeur seuil minium à respecter qui est de l'ordre de 50 à 60 mètres pour laisser aux câbles dynamiques l'espace et la liberté d'accompagner les mouvements, les déplacements. D'un point de vue de limite supérieure, il n'y a pas vraiment de limitation. Sachant qu'on peut d'un point de vue technique ancrer des plateformes jusqu'à des profondeurs très importantes. En ce qui concerne les verrous technologiques qui existent aujourd'hui, les intervenants précédents ont rappelé que l'industrie évolue rapidement et qu'il y a beaucoup de choses qui se font, mais ça nécessite quand même du temps. Aujourd'hui, on n'a pas la disponibilité commerciale de certaines choses qui sont essentielles pour que cette solution puisse être mise en place. En ce qui concerne les équipements électriques, haute tension, qui sont appliqués dans les postes en mer et les câbles dynamiques. En ce qui concerne l'équipement électrique et notamment les transformateurs, les postes de raccordement, le contrôle commande, on a des contraintes qui sont liées à la spécificité flottante et qui découlent des accélérations, des déplacements, des vibrations. En général, du comportement du matériel, la réponse à sa fatigue et de sa fiabilité. Il y a des actions de l'industrie pour qualifier ces équipements à ces conditions. Il faudra aussi résoudre des expériences pour vérifier la fiabilité des équipements dans des nouvelles conditions. Pour la technologie AC, ces équipements sont en général déjà utilisés dans l'industrie oil and gas, mais à des niveaux de tension qui sont moindre. Et pour la technologie DC, ce sont des équipements qui ne sont pas utilisés aujourd'hui dans l'industrie pétrolière. En ce qui concerne les câbles à haut niveau de tension, les câbles exports qui servent à raccorder les postes en mer au réseau à terre en 225 kilovolts de courant alternatif. On n'a pas de disponibilité commerciale de ces câbles. Il existe des câbles dynamiques à des moindres niveaux de tension qui sont utilisés dans l'industrie pétrolière et il y a des problèmes de qualification en court. Notamment RTE dans le développement de ces projets portent des projets de R et D et de qualification de câbles dynamiques, haute tension. La même chose pour le courant continu. Il n'y a pas vraiment de grande différence technologique à la qualification du câble dynamique AC ou DC. C'est le mot dynamique qui est spécifique. Ce n'est pas vraiment que ce soit alternatif ou continu en ce qui concerne le câble. En ce qui concerne les équipements qui sont installés au bord de la plateforme, que ce soit alternatif ou continu, ça change la donne parce que ce sont des équipements qui ont une nature différente. Ensuite, il y a d'autres questions qui sont à étudier et à adapter au raccordement des parcs et fermes éoliennes et qui sont liées à l'optimisation des solutions qui sont déjà disponibles sur le marché pour l'industrie pétrolière et qui doivent être adaptées dans une optique d'optimisation, notamment comment trouver des solutions optimums économiques pour les flotteurs, pour les morings, pour les ancrages, etc. Il y a toute une palette de verrous technologiques à lever qui devrait être atteint à des échelles différentes. On imagine que l'horizon soit plus proche pour le courant alternatif et un peu plus à long

terme pour la techno continue. D'un point de vue au-delà de l'aspect de faisabilité technique, si on imaginait qu'aujourd'hui on avait la disponibilité commerciale de tous ces composants pour le poste en mer, on considère généralement que le point de bascule se situe dans une fourchette autour des 100 mètres. Évidemment, ça n'a pas vraiment de sens de considérer une valeur déterministe parce que ça dépend beaucoup des conditions de site et à la fois des conditions de sol, de mer, de vent, etc. Mais on voit un peu que les fourchettes de superposition et de point de bascule économique ne sont pas forcément les mêmes pour la plateforme et pour les éoliennes. Vous voyez dans la slide ce qu'on sait aujourd'hui.

Luc Picot : Merci pour cette prise de parole à deux voix. Si je résume à gros traits, c'est possible. On va très clairement prendre les documents puis on les annexera à l'étude complémentaire.

Arnaud Passalacqua : J'avais juste une question et peut-être de curiosité, vous avez dit qu'avec le continu, vous devez faire deux conversions, alternatif/ continu, continu/ alternatif, est-ce que ça représente une perte de puissance importante ou pas du tout ?

Élodie Jaussaud : Effectivement, les conversions sont à l'origine de pertes électriques, mais on a moins de pertes électriques dans le câble, donc au final on est à peu près sur les mêmes niveaux de pertes, quelle que soit la technologie.

Luc Picot : D'accord. La transition est donc toute bien trouvée pour passer au flottant. Je vais demander à M. Mochet. Je remercie RTE pour la présentation.

Arnaud Passalacqua : On avait une question pour RTE, qui est ancienne plutôt, qui était du fil de discussion, sur la question du portage du surcoût par l'État ou par le TURPE, je ne sais pas de ces surcoûts de câbles plus longs.

Luc Picot : Bien sûr. Je grefferai une deuxième question, de quelle nature est réellement le surcoût ? Si on est sur une technologie courant continu, on a bien vu la présentation où le graphique montrait que le surcoût sur l'éloignement était assez faible, la courbe était flat. Qui supportait le surcoût ?

Élodie Jaussaud : Sur l'ampleur du surcoût, c'est très difficile de répondre parce qu'aujourd'hui, on a beaucoup d'incertitudes sur les scénarios. Ce qu'on peut dire, c'est que l'éloignement a un peu moins d'impact sur le coût, quand on est sur du courant continu. Après, donner des ordres de grandeur, on en avait donné à l'atelier raccordement en fonction des différents scénarios. On voyait que plus on s'éloignait, plus on augmentait le coût. Ce qui est important d'avoir en tête et ça rejoint un des commentaires du début de débat, avec la planification et les effets d'échelle, c'est un peu l'idée de cette nouvelle technologie courant continu 2 gigawatts, on arrive avec des effets d'échelle à réduire la part du raccordement et donc son coût. Sur la question de savoir qui porte le coût, aujourd'hui la loi prévoit que les raccordements sont confiés à RTE et ils sont financés par le TURP. Donc c'est le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité. Finalement, ils sont amortis par l'ensemble des consommateurs français sur leur facture d'électricité.

Luc Picot : Merci beaucoup. Deuxième dernière partie de cet après-midi sur l'éolien 2030, la question du flottant qui est prégnante. Le débat public, la saisine évoquait deux projets de parcs dans une zone d'études de 300 kilomètres carrés pour un premier parc à installer en

technologie posé puis un deuxième parc possible dans ou en dehors de la zone des 300 kilomètres carrés. La zone d'étude a été élargie en début décembre et a laissé ouvert la question de ce deuxième parc, est-ce qu'il est en posé ou en flottant ? Dans le débat public, le porteur de projet vient avec ses questions, mais la Commission du débat public se doit de permettre au public de venir avec ses questions et de pouvoir les instruire. La question du flottant, même dès le premier parc peut se poser. C'est pour ça cette phase de questionnement sur le flottant nous semble indispensable. Nous avons deux intervenants, M. Mochet de Blue Float, et après deux représentants de Valorem.

Clément Mochet : Bonjour, merci M. Picot. Oui, effectivement, je vais essayer de vous donner une perspective un peu plus localisée sur l'éolien flottant et ses grands enjeux en particulier dans le projet dont on discute ici en Nouvelle-Aquitaine. Pour commencer, un petit mot sur qui est Blue Float puisqu'on n'est pas encore très connu dans le paysage. Je vous promets, je ne vais pas transformer ça en pitch commercial. Ce n'est pas l'enjeu. Pour faire très simple, Blue Float, c'est un développeur éolien en mer avec une spécialisation sur l'éolien flottant. Assez fondamentalement, on peut se dire que l'éolien en mer flottant est une évolution de l'éolien en mer posé. Ce qui est vrai. Il y a quand même un certain nombre de sujets, je vais essayer d'en présenter certains qui sont fondamentalement différents et qui demandent une approche ou une expertise différente. On est une petite société, aujourd'hui on est de l'ordre de 35 personnes, basée à Madrid. Les professionnels de Blue Float sont en majorité des spécialistes qui ont travaillé sur des projets éoliens flottants passés. Alors pas forcément en France puisqu'il y en a qu'un, c'est le projet de Floatgen sur lequel j'ai été personnellement impliqué. Mais on a été assez impliqué sur les projets précommerciaux. Par exemple Wind Float Atlantique au large du Portugal, que ce soit Kincardine en Écosse et un certain nombre d'autres. L'idée, c'est de pouvoir avoir cette expertise particulière. Maintenant, si on regarde un peu plus ce qu'on fait, on est présent sur plusieurs marchés. Je vais me focaliser un peu plus sur l'Europe. Déjà, si on commence par la France, on est l'un des préqualifiés sur l'appel d'offres numéro 5 Bretagne Sud qui comme on l'a mentionné plus tôt est le premier appel d'offres éolien flottant pour une puissance de 250 mégawatts au large de la Bretagne sud. Par ailleurs, c'est là-dessus que je voudrais faire un petit focus, vous savez qu'il y a à peu près un mois l'Écosse a terminé un processus d'enchères pour des sites localisés à l'Est, au Nord et pour certains à l'ouest de l'Écosse et a attribué à différents développeurs une puissance totale de 25 gigawatts. Ce chiffre est à mettre au regard des ambitions françaises et des ambitions qui ont été présentées par le Président et les probables futurs candidats de 40 gigawatts à l'horizon 2050. Là, en un coup, l'agence qui gère le foncier écossais a attribué la moitié de nos ambitions jusqu'à 2050. Il est intéressant de noter la façon dont ça s'est réalisé. C'était un appel qui était beaucoup plus commercial de ce qu'on peut voir en France, dans le sens où les règles du jeu étaient plus souples. Par exemple, les différents sites présentés n'étaient pas fléchés vers du posé ou du flottant. C'était le ou les développeurs faisaient son étude et choisissait quel site était le plus pertinent pour quelle technologie. C'est intéressant parce que c'est un mode de fonctionnement différent de ce qu'on peut voir à l'heure actuelle dans le cadre de la planification pluriannuelle de l'énergie en France. Dans ce cadre-là, avec nos différents partenaires, on a pu être lauréat de 2.7 gigawatts. Cette puissance, pour nous évidemment, elle est uniquement sur du flottant puisque c'est notre cœur de métier. En termes d'horizon, elle sera mise en service, post 2030, ça va être les premières années de 2030, typiquement

2031, 2032, 2033. C'est ce qu'on envisage. Peut-être pour fermer ce petit focus qui me paraissait intéressant pour regarder ce qu'il se passe ailleurs en Europe et les volumes dont on parle qui sont assez importants. Loin de moi l'idée de penser que les 25 gigawatts attribués vont être tous développés. Il y en a certains qui vont rencontrer des problèmes de consenting, peut-être même de réalités technico-économiques. Mais il y a une ambition et on peut penser qu'il y aura un bon 20 gigawatts qui va sortir de mer à l'horizon 2030-2035 en Écosse dont une majorité en flottant. Je vais peut-être passer un peu plus de temps sur cette diapo, on a beaucoup parlé de flottant cet après-midi, mais de remettre dans le contexte de ce qui est différent de l'éolien posé. Il y a trois éléments qui sont différents. Le premier, c'est évidemment le flotteur. Puisque c'est ce qu'on appelle aussi la fondation comme le disait M. Guérin. L'idée c'est que là où dans le posé on a une interface solide entre le niveau de l'eau et le fond, ici c'est d'utiliser un flotteur et en dessous, d'avoir des lignes d'ancrage qui permettent cette interface. Le flotteur, il y en a beaucoup plus. C'est ça qui est intéressant. Il y en a une multitude à l'heure actuelle. Il y a deux grandes technologies qui se dégagent, c'est suivant le type des matériaux. On va travailler soit sur des fondations en acier ou soit en béton. Quand on est sur de l'acier, on va avoir des structures qui en gros pour des machines de 15 mégawatts, elles vont représenter une embase de peut-être 100 mètres par 100 mètres et une masse totale entre 3 et 5000 tonnes. Si on est sur du flotteur béton où l'embase sera à peu près la même ou l'emprise au sol sera à peu près la même, les masses peuvent aller jusqu'à 15 ou 18 000 tonnes. Ce sont quand même des gros objets, il faut être conscient de ça. Ça me permet de basculer sur mon second point qui est les aspects de fabrication. On va fabriquer ces unités suivant un schéma d'exécution qui est différent dans ce qui est fait dans l'éolien posé. L'éolien flottant devrait laisser une place largement supérieure aux portes, aux infrastructures portuaires de manière générale. Pourquoi ? Parce qu'en fait, l'intégration de la turbine sur sa fondation se réalise bord à quai, donc dans les ports de France. Là, il y a une réelle chance pour l'industrie et la supply chain locale d'être plus impliquée. Les systèmes d'ancrage pour passer au point en dessous et ça permet aussi de rebondir sur la question de la co-activité au sein des parcs. On comprend bien qu'on a besoin de relier ces flotteurs au sol et la contrainte principale, c'est le câble d'export. C'est-à-dire par là où on évacue les électrons générés. Ce câble d'export, c'est un câble dynamique puisque par rapport à une fondation posée, on imagine que le flotteur est amené à se déplacer dans une certaine enveloppe. Le câble doit pouvoir suivre ces déplacements. Pour se faire, on est obligé de contraindre le positionnement du flotteur. C'est ce qu'on appelle l'offset. C'est un des rôles du système d'ancrage, c'est de s'assurer qu'on n'endommage pas le câble dynamique. Les systèmes d'ancrage, il y a plusieurs types comme vous pouvez le deviner sur l'image. On peut faire des choses très compactes comme à droite, c'est ce qu'on appelle un TLP, un système qui est tendu, ou des choses un peu plus conventionnelles, c'est ce qu'on appelle du caténaire comme vous pouvez le voir sur les autres vues. Auquel cas, on comprend bien qu'il y a des lignes d'ancrages qui circulent sous l'eau et donc, la pêche et en particulier les arts trainants, c'est compliqué. Peut-être un petit point en ce qui concerne les turbines pour rebondir sur ce que disait M. Guérin, effectivement ce sont des flotteurs qui ont l'avantage à la base de pouvoir très probablement accueillir des machines de taille supérieure. Donc, on peut préparer les générations futures de turbines avec de l'éolien flottant, là où à un moment sur du posé ça va être plus compliqué d'installer des machines de 15-20 mégawatts. Enfin, un petit point ce que j'appelle ONM, tous les aspects de maintenance. Aujourd'hui, pour les maintenances classiques, normales, ça va

être très similaire à ce qu'on fait dans l'éolien posé. C'est-à-dire qu'on va déposer des techniciens avec un bateau qui s'appelle un CTV, qui est un petit bateau de voyage entre la base et le site. Par contre, se pose encore la question de ce qu'on fait de ces machines en cas de maintenance lourde. Par maintenance lourde, on entend par exemple le changement d'un composant principal type la nacelle ou une pale. Deux écoles, soit on ramène la machine à terre puisqu'on peut la déconnecter et elle est flottante, soit on intervient en mer et là, il faut des moyens lourds et capables de faire de la manutention entre deux systèmes flottants, ce qui n'est pas simple d'un peu de vue ingénierie. Pour en revenir un peu plus en détail sur le projet dont on parle ici. On peut discuter quelle est la profondeur technico-économique idéale pour l'éolien flottant. À mon sens, elle n'est pas à 50 mètres. Elle est plus élevée. Il est assez compliqué, c'est peut-être un peu paradoxal, d'ancrer un système par 50 mètres de fond, en particulier pour garantir encore une fois l'intégrité du câble dynamique. Il est d'ailleurs plus compliqué d'ancrer par 50 mètres de fond que par 100 mètres de fond. La tendance naturelle va être de vouloir se décaler un peu plus profond. 90 mètres, à mon sens, c'est un bon chiffre à garder en tête. Sur la carte, outre les codes couleur, ce qui est intéressant de voir, c'est la précision de cette carte. Dès qu'on s'écarte un peu de la terre, on voit qu'on va repasser sur un maillage beaucoup plus grossier. Les grandes masses ont l'air d'être à peu près homogènes. On voit qu'on va avoir des sols sableux. N'empêche pas que ça serait très intéressant de regarder ce qu'il y a au-dessous. Ça, aujourd'hui, on ne le sait pas. Ça sera absolument essentiel d'avoir accès à ces informations pour pouvoir dérisquer un potentiel projet, qu'il soit posé ou flottant, plus au large. Enfin, dernière slide qui est peut-être la plus importante, j'ai mis volontairement ces deux images d'éolienne. L'éolienne grise qui se veut représenter l'éolien posé, là où la petite éolienne bleue se voudrait représenter l'éolien flottant. Il y a un aspect qu'il ne faut pas perdre de vue, je pense que ça a été mentionné un certain nombre de fois par M. Monnier, M. Guérin, c'est la maturité. Il y a quand même dans le monde aujourd'hui, 350 fois plus d'éoliennes posées que d'éoliennes flottantes. Ça, ça a un impact très clair sur la compétitivité et la maturité de la chaîne de valeur. Ceci dit, je ne vais pas prêcher contre ma paroisse, parce que nous, on ne fait que de l'éolien flottant. Le fait est qu'aujourd'hui, si on regarde le tableau en haut à droite, l'éolien flottant se déploie dans des zones dans lesquelles le productible éolien a quand même des facteurs de charge très élevés. Par facteur de charge, pour rappeler, on entend le ratio entre le nombre d'heures effectif auquel le système de génération d'énergie tourne par rapport à ce qu'il pourrait faire s'il tournait en continu. On voit que ce soit en Bretagne Sud où on tourne dans les 47 %, que ce soit en méditerranée où c'est même un peu plus haut dans l'ordre de 50, en Écosse, on est largement au-dessus de 50. Il y a des facteurs de charge qui sont très conséquents. Là, dans la zone particulière de l'appel d'offres qui nous intéresse aujourd'hui, c'est plus bas. OK, si on s'éloigne un peu, on va monter, mais on sera quand même sur un facteur de charge beaucoup plus important. C'est ma conclusion principale, aujourd'hui si on veut faire du flottant, il y a un potentiel sur cette façade. Est-ce qu'il est là maintenant tout de suite ? À mon sens, c'est une question de maturité. Peut-être pas. Parce qu'on est quand même en deçà de ce qu'on voit sur les autres sites et zones qui sont développés aujourd'hui pour de l'éolien flottant. J'ai fini avec mon intervention. Une note conclusive qui inciterait, je pense que ça a été mentionné un certain nombre de fois, pousser d'avoir une planification plus globale qui permettrait de mieux appréhender et éviter de faire du cas par cas comme on

peut être en train de le faire aujourd'hui. Je vous remercie et je me tiens à votre disposition si vous avez des questions.

Luc Picot : Merci M. Mochet. Exposé très intéressant et une conclusion comme quoi on a bien raison d'étudier le sujet puisqu'elle est peut-être que le flottant sur cette façade, ce que j'en retiens peut-être que je n'ai pas trop compris, c'est que ce n'est peut-être pas prioritaire de faire du flottant sur cette façade au regard des conditions de vents qui font que le système n'est pas ultra optimisé comparativement à d'autres zones plus venteuses.

Clément Mochet : Vous avez bien intégré. Il ne faut jamais oublier qu'on est à la recherche de productible éolien.

Luc Picot : Oil and gas, ils cherchent du pétrole et du gaz et vous, vous cherchez du vent. Mme Carpentier a une question ? N'oublions pas la question de M. Salez dont vous avez légèrement répondu en disant qu'il n'y a peut-être pas d'urgence pour le flottant, tout de suite.

Emmanuelle Carpentier : Merci M. Picot. Mon propos était de dire que la conclusion effectivement par rapport à votre exposé sur le flottant, c'est surtout ne nous précipitons pas puisqu'on n'est pas sur une zone qui est extrêmement favorable d'un point de vue productible. Simplement, cette vision qui est que cette façade ne présente pas les meilleurs gisements de vents existe quelle que soit la technologie, flottante ou posée. C'est pour ça que c'est plutôt dans la partie plus nord de la France que les premiers parcs ont été privilégiés. Ce qui est logique, on va d'abord chercher les meilleures zones. Mais ce qui peut nous amener à considérer que la bonne temporalité pour le développement de ce parc n'est pas de se précipiter outre mesure, dans la mesure où on n'est pas sur les meilleures zones. De plutôt bien intégrer dans la planification horizon 2050 parce qu'effectivement, il y a quand même un potentiel. Mais a contrario, attendre que les technologies qu'on soit en train de parler du posé en grande profondeur ou du flottant soient suffisamment matures pour pouvoir être compétitives et pouvoir adresser ce type de zones de vent.

Clément Mochet : Juste pour répondre très rapidement. Je pense qu'aujourd'hui, on saura être compétitif dans la zone qui a été initialement sélectionnée, même si la ressource de vents est globalement moins bonne que ce qu'on peut trouver dans d'autres zones. Pour le flottant, je ne me prononcerai pas sur le posé en grande profondeur, mais sur le flottant, c'est un peu double peine. Il y a une ressource de vent qui est plus faible, un productible qui est de moins bonne qualité et en plus, on est sur une techno qui est en train de mûrir, mais qui n'est pas encore là à ce niveau.

Emmanuelle Carpentier : Je rebondis sur votre propos. Ça, c'est si on regarde uniquement l'aspect technico-économique. Mais comme l'a très bien dit l'ensemble des membres de la CPDP, il y a bien d'autres éléments à prendre en compte, les éléments d'acceptabilité, de comptabilité des usages qui amènent très vraisemblablement à ne pas considérer la zone initiale prévue en 2015.

Luc Picot : Merci pour votre précision.

Alexis Darquin : Je voulais essayer de répondre à la question de Mme Carpentier et puis de faire un commentaire aussi sur la question qui avait été posée précédemment quant à la

temporalité du flottant. Je suis d'accord avec ce que disait M. Mochet. Une fois de plus, la question est de savoir, il y a du potentiel pour de l'éolien marin dans la zone, a priori un peu trop tôt pour du flotté. Le posé à grande profondeur, j'ai donné mon avis, quant à la compétitivité donc une fois de plus se pose la question de savoir si on veut avoir le déploiement d'énergie renouvelable alternative dans la zone avant l'horizon 2030. Et par rapport à la question qui avait été posée sur le flottant. Aujourd'hui, les timelines, les calendriers qui ont été présentés par Mme Georgelin sont tributaires du calendrier des appels d'offres donné par l'état français, qui est soit dit en passant relativement ambitieux quant au flottant quand on compare à d'autres pays dans le monde. Aujourd'hui, on est en train de construire des parcs flottants ailleurs dans le monde. On aura un parc de presque 100 mégawatts livrés en Norvège à la fin de l'année. Donc, la technologie du flottant va être disponible. On déploiera des parcs en France d'après le calendrier proposé par la DGEC. Ça permet d'avoir une technologie qui est disponible pour fournir une alternative aux capacités de production nucléaire, charbon ou autres qui doivent être remplacées aujourd'hui en France. Ce calendrier et cette vitesse de déploiement sont liés en grande partie ou essentiellement en France compte tenu des process au calendrier de l'État. Pour répondre à la question, l'éolien flottant en mer permettra de proposer une alternative à la transition énergétique dans le cadre des ambitions à l'horizon 2050 qui ont été proposées par l'État.

Luc Picot : Merci beaucoup.

Faustine Masson : Oui, rebonjour. Je me permets d'intervenir parce que j'ai l'impression de ne pas avoir tout bien compris. Si j'ai bien compris, le flottant n'est pas possible, car il n'y a pas assez de vent. Le posé en grande profondeur n'est pas rentable. Il nous reste donc le posé près des côtes. Ça me fait poser la question, pourquoi vouloir à tout prix poser un parc ? Enfin, pourquoi il n'y a pas assez de vent pour le flottant, mais il y en aurait assez pour un posé ? Je ne comprends pas cet aspect technique peut-être.

Clément Mochet : C'est une considération technico-économique. Il y en a assez pour du posé, dans le sens où on a une maturité de filière qui est complètement différente et donc des coûts complètement différents. Pour rebondir sur ce que je disais tout à l'heure, il y a quand même plus de 5000 éoliennes qui sont déployées en Europe aujourd'hui en mer. En termes de flottant, il y en a quand même beaucoup moins. Il faut garder cette maturité en tête. Évidemment la turbine en elle-même sera capable de délivrer la même puissance qu'elle soit montée sur du posé ou du flottant. C'est tout le reste qui va avoir un impact économique différent.

Alexis Darquin : C'était juste pour confirmer ce que vient de dire M. Mochet. Ce qu'on est en train d'essayer d'expliquer, c'est qu'aujourd'hui sur du posé à faible profondeur, le site peut être rentable et fournir de l'énergie qui est au prix du marché en France, alors que du posé nécessiterait des prix qui seraient 3 fois plus importants. On parlait LCOE plus tôt dans le débat, on va être à plus de 150 euros du mégawattheure aujourd'hui pour du flottant alors qu'en France, on peut le livrer aux alentours de 50 euros qui est le prix du marché. Il y a assez de vent pour de l'éolien. Une fois de plus, on est en train de parler de facteurs économiques pour le déploiement d'une technologie ou autre.

Pierre Guérin : Je voulais dire que c'était un raccourci un peu rapide de dire que ce n'était pas possible ni économique ni techniquement d'aller au-delà de 60 mètres. Dans une vision

d'un ingénieur, il expose toujours les pour et les contres. Il ne faut pas prendre que les contres. C'est sûr qu'il y a des conséquences. On ne peut pas dire qu'il y a zéro conséquence en grande profondeur ou plus grande profondeur. Mais je n'irai pas jusqu'à dire que le projet est mort parce qu'il dépasse 40 mètres, par exemple. C'était pour répondre à l'intervenante précédente.

Luc Picot : Je complète. C'est un sujet où on s'excuse parce qu'on n'a pas pu, mais c'est un point qu'on voulait étudier, c'est le prix. Si Guillaume Rouvière est toujours présent, il pourra intervenir. Mais pour résumer à gros traits la problématique, la PPE donne un prix cible pour l'AO7, c'est 60 euros le mégawattheure. Mais là aussi dans le débat public et certes on aurait pu, et malheureusement on n'aura pas le temps, de mener une discussion sur ce prix cible. On parle d'un prix cible d'une électricité pour 2030. Il y a deux questions qui se posent. Une première question qui est extrêmement compliquée, c'est la modélisation du prix en 2030 de l'électricité. Parce qu'il peut y avoir deux possibilités. Cas numéro 1, on est sur une électricité qui est toujours sur le prix de marché d'aujourd'hui, autour de 50 euros le mégawattheure. Cas numéro 2, qu'on a constaté cet hiver, le prix de l'électricité sera renchéri en 2030, du fait d'une augmentation des consommations et peut-être d'un retard des augmentations de production corrélativement aux augmentations de consommation et on aura un prix d'électricité peut-être au-delà de 60 euros le mégawattheure. Si le prix de l'électricité est au-delà (**inaudible 2 :58 :50**)... Puisqu'on est un système d'appel d'offres avec complément de rémunération, un modèle sans coût pour la collectivité. C'est la première détermination de la question. La deuxième détermination de la question est de facteur politique. Elle peut être discutée dans le débat public. C'était ma question précédente, sur le premier et le deuxième appel d'offres, la collectivité nationale a accepté qu'il y ait un complément de rémunération substantielle pour que les appels d'offres aient lieu. Il peut se poser : est-ce que les consommateurs citoyens souhaitent-ils un complément de rémunération ? À quelle hauteur, à quelques euros, à des dizaines d'euros le mégawattheure ? C'est une vraie question d'opportunité et de choix collectif. Peut-être que pour ce parc-là, un surcoût est excepté ou acceptable. C'est un vrai sujet. Nous, malheureusement, on n'a pas eu le choisir de trop étudier cet aspect. Mais libre aux participants d'émettre une opinion sur la plateforme du débat ou de prendre la parole maintenant, ou de l'indiquer dans le cahier d'acteur. Mais on ne se doit pas de prendre dans le cadre d'un débat public, l'indication d'un 60 euros le mégawattheure n'est pas parole d'évangile. C'est soumis à débat, à discussion. Cette discussion peut très bien avoir lieu. Je ne voudrais pas prendre trop la parole parce que c'est la parole du débat public, donc des participants et pas de moi. On a un autre intervenant, Valorem. M. Jean-Yves Grandidier et son collègue M. Guyot Marc.

Jean-Yves Grandidier : Merci M. Picot. Jean-Yves Grandidier de la société Valorem. Je profite un peu de la remarque que vous venez de faire par rapport à ce prix de l'électricité sur le marché. Il faut faire très attention par rapport à ça. Je vais introduire par ça puisque vous m'en donnez l'occasion à travers votre intervention. Il faut faire attention à ne pas mélanger les torchons et les serviettes et à ne pas comparer un prix du marché de l'électricité, ce qu'on appelle le prix spot. Quand vous parlez de 60 euros par mégawattheure ou de 50 euros par mégawattheure, c'est le prix spot moyen qu'on avait avant cette crise et cette augmentation du prix de l'électricité qu'on a eu ces derniers mois. Ce prix, c'est le prix moyen des prix horaires du spot. Le prix horaire est défini par le coût marginal de production de la dernière unité de production qu'il faut mettre en service pour pouvoir répondre à la

demande à un moment donné. Ça, c'est très clair. Ce coût marginal de production, c'est ce qu'on appelle le système d'ordre de mérite. C'est la manière dont le marché de l'électricité est conçu. Il ne prend en compte que les coûts du carburant, de la maintenance quand elle est variable. Puis aujourd'hui, quand on produit avec des énergies fossiles, elle prend en compte le prix du carbone. Aujourd'hui, on est à 60 euros la tonne de carbone et pour donner un exemple, quand on fait un mégawattheure avec du charbon, on émet une tonne de CO₂, donc ça augmente le coût marginal de production et le prix auquel on va afficher le charbon sur le marché de l'électricité dans l'ordre de mérite. Ce qui est une des explications, en dehors de l'augmentation du prix du gaz. La deuxième explication, c'est qu'effectivement, on a aussi une augmentation du prix du CO₂ qui est aujourd'hui à 60 euros la tonne. Quand on fait un mégawattheure de charbon, ça fait 60 euros par mégawattheure de plus, ajouté au coût du combustible charbon. Alors que quand on parle de 60 euros par mégawattheure pour une production éolienne en mer, il s'agit là d'un coût complet donc qui intègre l'amortissement des installations, en particulier et même un certain nombre de coûts d'opex qui sont des coûts fixes malgré tout. Donc on ne compare pas les mêmes choses et on ne peut pas dire que c'est parce qu'on va produire peut-être un peu plus cher qu'on n'est pas rentable par rapport au prix du marché, qu'on n'est pas au prix du marché. C'est un leurre. En plus de ça, plus on développe les énergies renouvelables flux à très faible coût marginal de production comme l'éolien, le solaire, l'hydraulique au fil de l'eau, plus on a tendance à faire baisser les prix d'électricité sur le marché. Donc, le développement des énergies renouvelables, paradoxalement, éolien et solaire en tête, va avoir comme conséquences de pouvoir stabiliser les prix d'électricité à terme. Plus on les développera, plus on arrivera à stabiliser les prix d'électricité et on les stabilisera à un niveau bas. Effectivement, pour amortir les installations, il y aura peut-être besoin de mettre un complément. C'est aujourd'hui ce qui se traduit en France par le complément de rémunération, pour pouvoir payer le différentiel entre le coût marginal de production et le coût d'investissement qu'il faut amortir pendant les 20 ou 25 ans. Je pense que c'est important à bien resituer les choses à ce niveau. On ne compare pas des choses comparables. Le market design actuel de l'électricité qui est basée sur le coût marginal qui est défini par le prix du spot, et défini par le coût marginal de production, est très mal adapté à un système électrique dans lequel il va y avoir de plus en plus d'énergies renouvelables flux comme l'éolien, comme le solaire, mais même dans lequel il y aurait aussi à côté de ça du nucléaire. Parce que le coût marginal du nucléaire est aussi relativement faible. Inversement, quand on est dans des situations comme aujourd'hui avec des prix du gaz très élevés et où on a besoin de gaz ou de charbon marginalement pour assurer, pour que la production réponde à la consommation, on s'aperçoit que les énergies renouvelables et en particulier en France, c'est elles qui permettent à l'État de dire qu'on va arriver à limiter l'augmentation du prix de l'électricité à 4 %. C'est pourquoi ? L'État, je ne sais pas si vous avez entendu les publications, a dit qu'il sacrifiait un manque à gagner de 8 milliards d'euros. C'est quoi ? C'est le coût de la contribution au service public de l'électricité aujourd'hui qui en partie permet de soutenir le développement des énergies renouvelables en France, mais aussi tout ce qui est péréquation tarifaire dans les départements d'outre-mer, les tarifs sociaux, etc. Mais c'est vrai que les renouvelables en prennent une bonne partie. Mais aujourd'hui, avec les prix qu'on atteint l'électricité cette année en année 2022, l'État peut ramener cette CSPE de 22.5 euros par mégawattheure l'année dernière à 0.5 euro parce que les énergies renouvelables qui sont correctement faites dans les mécanismes de soutien, en France, au niveau des

énergies renouvelables, vont dans les deux sens. C'est-à-dire quand on a un prix spot, qui est inférieur au prix cible auquel on se fait rémunérer via les appels d'offres, l'État nous soutient et compense pour qu'on arrive au prix cible. Et inversement, actuellement, quand on a des prix à 200 euros et qu'on vend l'électricité à 60 euros par mégawattheure parce que c'est le prix qu'on a gagné à l'appel d'offres, on redonne 140 euros à l'État, par mégawattheure qu'on produit actuellement. C'est un système très vertueux qui va permettre à l'État d'annuler la CSPE ou de faire qu'effectivement il y a un coût résiduel de CSPE. C'est-à-dire que les énergies renouvelables cette année vont permettre de payer les autres charges de service public. Effectivement, les énergies renouvelables agissent comme amortisseur de l'augmentation du prix de l'électricité et permettront... Aujourd'hui, c'est ce qu'il se passe. On amortit l'augmentation de l'électricité. Et demain, quand on peut espérer que les prix redeviendront des prix plus raisonnables parce que le prix du gaz aura peut-être baissé en particulier, à ce moment-là, le renouvelable plus il se développera, plus il tendra à stabiliser le prix spot moyen annuel à un prix stable et relativement bas. Parce qu'on ne sera pas dépendant de caprices, de ce qu'il se passe à l'extérieur de nos frontières européennes et qu'on aura un prix qui sera défini parce qu'on sait à quel coût on produit les énergies renouvelables, on stockera l'énergie dont on aura besoin au moment des pointes. Il faut bien voir ça. Demain et même aujourd'hui, il y a un certain nombre de projets qui n'ont pas été sélectionnés. Je vais faire le parallèle avec le fait qu'on soit plus cher en coût de production ici à l'île d'Oléron. Des projets qui n'ont pas été sélectionnés à des appels d'offres passés en éolien ou en solaire parce qu'il aurait fallu avoir 65 euros par mégawattheure et que les appels d'offres ont été donnés pour des projets qui faisaient 61-62 euros. Il manquait 3 euros. Mais aujourd'hui, on les aurait, quelle économie on ferait ? Quelle économie il y aurait pour le consommateur européen plutôt que d'aller chercher marginalement de l'électricité à 200 euros, alors qu'on aurait pu avoir des productions à 65 ? Il faut relativiser. Aujourd'hui, on va avoir besoin de prendre beaucoup d'énergies renouvelables, même si elles sont un peu plus coûteuses, si elles sont à des endroits où les gisements éoliens ou solaires sont un peu plus faibles. Il faudra prendre certainement du solaire un petit peu dans le nord de la France et de l'éolien dans les régions à éolienne où il y a un peu moins de vent. On ne pourra pas seulement sélectionner les régions que les plus ventées, que les plus ensoleillées. Et ce sera toujours intéressant parce que ça permettra de cloisonner la production d'énergies renouvelables sur le territoire et ça a de la valeur. Il ne faut pas que raisonner en termes de coût. Il faut aussi raisonner en termes de valeur. Une production dans le nord de la France peut avoir une valeur parce qu'elle permet de faire moins de réseaux, d'avoir un approvisionnement plus local, d'éviter des congestions. Elle peut avoir de la valeur. Je ne dis pas qu'il faut majoritairement faire du solaire en haut de la France, mais il faudra aussi en faire et ça peut avoir de la valeur dans certaines proportions. Pour en revenir à Oléron, Clément Mochet a raison, l'éolien offshore flottant au large d'Oléron, ce n'est pas la priorité immédiate, mais il faudra en faire à terme. Parce que comme il l'a dit, c'est une filière qui n'est pas encore complètement mature, d'ailleurs à l'identique du développement éolien en mer, si vous doublez par exemple la puissance de la machine, donc une machine deux fois plus puissante, le coût des infrastructures augmente proportionnellement que de 15, 20, 30 %. Aujourd'hui, pour pouvoir arriver à se rapprocher de la compétitivité avec de l'éolien offshore flottant beaucoup plus au large par rapport à de l'éolien offshore posé, relativement proche des côtes et dans des eaux à moins de 50 mètres de profondeur, il faudra attendre d'avoir des éoliennes beaucoup plus grandes. Effectivement, la génération plutôt de

machines de 250 mètres, 300 mètres de diamètre avec... je préfère parler, quand on parle de machine plutôt que de puissance plutôt que de diamètre, qui feront 15-20 mégawatts. Peu importe, c'est plutôt des machines de 180, 300 mètres. À ce moment-là, le coût des fondations flottantes proportionnellement n'aura pas augmenté et permettra d'avoir des LCOE qui même en étant flottant se rapproche du posé même relativement proche des côtes et d'aller aussi sur des sites peut être moins ventés qu'à Oléron. J'ai fait un petit calcul de prix de revient dans différentes situations. Si vous mettez des éoliennes à Oléron, un grand projet éolien offshore flottant. Il a raison, ça sera plutôt aux alentours de 2035, 2040 pour atteindre l'augmentation de la maturité de la filière. Mais il faut déjà le planifier, l'envisager et se le mettre à peu près dans le radar. Faire ça à Oléron plutôt que sur un site où on a un mètre seconde de plus. À Oléron, avec de grandes éoliennes, on va être à peu près à 140-150 mètres de hauteur de moyeu et on va avoir une vitesse à hauteur de moyeu entre 8 et 9 mètres seconde. Si je me mets sur un site à un mètre seconde de plus, la différence de LCOE entre les deux est d'environ 6 à 7 euros par mégawattheure. Toutes choses étant égales par ailleurs. Il faudra les accepter à un moment donné parce que l'avantage de faire quelque chose au large d'Oléron et en flottant, c'est que pour répondre à nos objectifs de PPE et rappeler un petit peu par le Président de la République, 40 gigawatts éolien offshore en France, ça veut dire que la côte Atlantique, il va falloir en mettre au moins 20 ou 25. Entre le sud Bretagne et la frontière espagnole. Ça veut dire qu'au large, comme il sera très difficile de faire quelque chose sur la côte aquitaine parce qu'il y a des contraintes militaires importantes, au sud de la Gironde, il reste pour la Nouvelle-Aquitaine la fenêtre de la Charente-Maritime qui a coûté... Un projet éolien offshore flottant qui se mettrait au plus au large pourrait être envisageable à un horizon d'une dizaine ou une quinzaine d'années et serait à des coûts de production qui seraient acceptables, peut-être un peu plus élevés que si on est sur des sites plus ventés. Il faut peut-être commencer par ça, mais il faudra le faire parce qu'il contribuera et il faudra le faire à très grande échelle pour diminuer les prix de revient parce qu'on en aura besoin pour pouvoir répartir en particulier sur la côte Atlantique les 20 ou 25 gigawatts qu'il faudra produire sur cette côte. Et en regardant les questions de raccordement en particulier. Ça sera peut-être plus facile de raccorder deux gros parcs, je parle au large de l'île d'Oléron, de 8 gigawatts offshore flottant, un peu comme ce qu'il se fait maintenant entre le Danemark et la Norvège. Il y a des hubs de 10-12 gigawatts. À ce moment-là, pour trouver suffisamment d'espace d'un seul tenant qui ne soit pas trop avec des enjeux environnementaux et des impacts potentiels environnementaux, je pense que ce sera plus facile en allant regarder un peu plus au large. Parce qu'il y a plus d'espace et on pourra peut-être plus facilement trouver la zone de 1500 kilomètres carrés, grosso modo, qui nous permettra d'installer un parc de cette taille et qui permettra parce que ce sera un parc très important, par le facteur d'échelle, d'arriver à réduire les coûts de production et d'être à des coûts qui seront tout à fait acceptables. En plus de ça, si on arrive à trouver une zone où les enjeux environnementaux sont faibles, ce qui ne sera pas facile. Je ne dis pas que ce sera facile, mais plus on a d'espace et plus on peut élargir la zone d'études et aller chercher l'endroit qui convient et un endroit qui soit assez large, d'un seul tenant. Ça peut permettre de faire de l'électricité un peu plus chère que ce qu'on pourrait faire aujourd'hui. Mais ce sera le prix à payer aussi pour la protection de l'environnement. Je crois qu'aujourd'hui, il faut qu'on accepte les énergies renouvelables, que ce soit l'éolien, mais même l'éolien offshore flottant arrivera à du 50, à 60 euros le mégawattheure et certainement même moins, donc on sera à peu près au prix du posé, mais avec des très grandes turbines. Ce ne sera pas

immédiat. Il faudra accepter de payer un peu plus cher notre électricité, à partir de toutes les sources renouvelables, que ce soit le photovoltaïque au sol, des zones agricoles ou de la forêt landaise ou sur de l'éolien que ce soit terrestre ou éolien offshore. Parce que c'est le prix de la biodiversité, parce qu'on est déjà les moins chers aujourd'hui en termes de coût de production. Il faut accepter pour protéger l'environnement de payer quelques euros par mégawattheure de plus parce qu'on aura été cherché un site un peu plus éloigné, mais qui satisfait à des contraintes environnementales qui sont importantes. Le flottant permet d'augmenter, de dézoomer et de regarder beaucoup plus largement les zones qui peuvent être envisagées et de trouver une zone au moins en Nouvelle-Aquitaine, de grandes dimensions, qui permettent d'installer le parc qui sera à la hauteur des enjeux en termes de production d'électricité et qui permettra de répondre aux objectifs.

Luc Picot : Merci beaucoup. J'imagine que cette intervention va susciter des mains levées. Est-ce que des personnes souhaitent prendre la parole sur cette contribution qui peut susciter, j'imagine, toute une série de questions ? Mme Masson posait la question de savoir si l'évocation du grand parc que vous évoquiez en flottant était en substitution de celui qui était en discussion dans le cadre du débat public ou c'est plutôt pour la génération future ?

Jean-Yves Grandidier : Ce parc-là, c'est la génération future. Après, on est en train de préparer un cahier d'acteurs au niveau de Valorem et on propose aujourd'hui de maintenir et d'approfondir les études sur la zone actuelle, en particulier les études environnementales, mesurer les enjeux, voir comment on peut régler les questions d'impacts. Mais de toute de suite ouvrir, de mettre au feu en termes d'études parce qu'on est des industriels, on ne sait pas si ça peut aboutir dans la zone d'étude actuelle. De mettre tout de suite un deuxième fer au feu parce que de toute façon, on en aura besoin. On va dézoomer, on va regarder plus large et on ne va pas s'interdire d'aller regarder suffisamment au large pour qu'on soit obligé de mettre du flottant, c'est-à-dire à des profondeurs au-delà de 90 mètres. Mais dans une perspective qui sera un peu plus lointaine. Si effectivement, il est possible de faire un parc en arrivant à minimiser les impacts ou en faisant que les impacts suite à une méthode ERC, dans la zone actuelle, soient acceptables et qu'on fasse un parc parce qu'on va le raccorder à La Rochelle, parce qu'on peut facilement accueillir, il faudrait demander à RTE, 500 voire un peu plus à La Rochelle, ce qui nécessiterait une zone d'à peine 100 kilomètres carrés et qu'on arrive à trouver dans la zone d'étude actuelle quelque chose qui soit acceptable environnementalement, pourquoi pas dans le but de mettre le pied à l'étrier à la filière industrielle et lancer quelque chose rapidement. Mais il ne faut pas que ça se fasse à n'importe quel prix environnemental. Les deux ne sont pas exclusifs l'un de l'autre. Il n'y a pas de substitution. Ce n'est pas moi qui peux en décider. Ce qu'on propose, c'est d'approfondir les études sur la zone d'étude et de lancer tout de suite des études sur une zone plus au large pour essayer de déterminer cette zone qui serait effectivement acceptable d'un point de vue environnemental, mais qui pourrait accueillir le parc néo-aquitain éolien offshore du futur qui serait un parc de 8 gigawatts environ peut-être un peu plus. Il permettrait que la Nouvelle-Aquitaine contribue à hauteur de ce qu'il faudra qu'elle contribue aux objectifs nationaux et en particulier à ce qu'il faudra mettre sur la façade atlantique.

Faustine Masson : C'était une demande pour la première partie de la question. Vous parliez du potentiel néo-aquitain, j'avais l'impression que vous disiez que tout ce potentiel sera essentiellement sur la Charente-Maritime. Ma question portait là-dessus, c'est une

confirmation ou une affirmation ? Je ne sais pas. Surtout un flottant, vous ne parliez pas non plus de mutualisation, ça veut dire que les impacts environnementaux dans le cas d'un parc flottant plus celui d'un posé seraient encore plus importants, sans compter l'emprise spatiale. En fin de compte, quelle serait l'emprise spatiale d'un tel projet juste pour la Charente-Maritime ? Et donc la cohabitation des usages qui seraient fortement impactés.

Jean-Yves Grandidier : C'est pour ça qu'il faut lancer les études. Sans lancer les études, on ne peut pas apporter de réponse. Pour la partie sud-aquitaine, le problème c'est qu'aujourd'hui si vous regardez les cartes, vous avez des contraintes militaires assez loin au large. En sud-aquitaine, vous savez qu'il y a une grosse activité de tests, de site d'essai du côté de Mimizan entre autres où on tire des missiles balistiques. L'armée s'est réservé toute une zone d'exclusivité. On ne peut pas trop pour le moment y implanter d'éolien et jusqu'assez loin en mer. En plus de ça, aujourd'hui, il y a une interconnexion qui est en train de se projeter entre le nord de l'Espagne et l'Aquitaine, qui est en sous-marin. Rien n'a été prévu pour pouvoir raccorder un parc éolien offshore flottant par exemple, sur ce câble. Ce sera peut-être difficile de pouvoir envisager quelque chose et de refaire un investissement de câble. C'est vrai que la partie Charente-Maritime d'une part est un peu plus haute. On a vu sur les cartes de M. Mochet qu'il y a quand même un peu plus de vents plus on remonte vers le nord. Après, le parc posé actuel, la zone d'étude actuelle et celle dont je parle, elle serait plutôt au large, à plus de 80 kilomètres. Je ne suis pas sûr qu'il y aura beaucoup d'interactions entre les deux parcs. Après, tout reste à étudier. Si on peut trouver une zone qui soit acceptable d'un point de vue environnemental, c'est aussi de convoquer les parties prenantes... Il faut lancer les études. Je ne peux pas donner la réponse. Je sais que c'est une zone où il y a à peu près 100 à 130 mètres de profondeur. Pour l'éolien offshore flottant, c'est tout à fait acceptable. On connaît à peu près le vent. On fera de l'éolien offshore flottant autour de 3500, à 4000 heures à équivalent pleine puissance, ce qui est ce qu'on envisage de faire à Dunkerque. Mais ça nécessitera des machines beaucoup plus grandes. Tout ça, c'est work in progress et les développements technologiques qu'on a actuellement qui vont le permettre dans les 10 à 15 ans qui viennent. Mais il faut d'abord l'étudier pour voir effectivement les enjeux environnementaux. Je ne peux pas les dire avant que les études aient été faites. Ce qu'on préconise pour le moment, c'est de faire les études.

Luc Picot : Merci. Ce sont des éléments importants qui nous serviront pour le compte rendu. S'il n'y a pas de remarques...

Arnaud Passalacqua : Juste une question, M. Grandidier, j'ai bien entendu la question que pour vous la barrière du prix finalement n'est pas vraiment une barrière et qu'il faut y aller quoiqu'il arrive, même dans des zones avec un peu moins de vent. Je m'interrogeais sur la barrière du carbone parce qu'on sait que le flottant à un bilan carbone moins bon que le posé. Est-ce qu'à votre avis, même avec un vent assez faible et j'ai bien entendu que toutes les études n'étaient pas faites, vous avez un ordre de grandeur de bilan carbone qui reste raisonnable et intéressant par rapport à d'autres ENR ?

Jean-Yves Grandidier : Il faut quand même relativiser les choses et regarder que les ordres de grandeur. Je ne connais pas exactement le bilan carbone, j'avoue, de l'éolien offshore flottant par rapport au posé. Enfin, on est dans l'ordre de grandeur de 20 à 30 kilos, peut-être un peu plus pour le flottant, si vous dites que c'est un peu plus impactant.

Luc Picot : Dans le débat public de l'AO6, il y a eu une expertise complémentaire sur le bilan carbone de l'éolien flottant. Si vous voulez avoir toutes les informations, c'est une expertise complémentaire qui est disponible du débat EOS. De mémoire, il y a une augmentation entre flottant et posé sur le bilan carbone dans une analyse de cycle de vie, mais cela dépend. C'est à jour d'aujourd'hui, mais les perspectives à moyen terme font qu'il y a une convergence. C'est ce qui est mis dans l'abstract de cette étude.

Jean-Yves Grandidier : Par rapport au carbone, on va être de l'ordre de 20 à 40 kilos de CO₂ par mégawattheure. Il faut le comparer aujourd'hui au cycle combiné gaz qu'on est en train de démarrer pour pouvoir satisfaire notre pointe de consommation à 400 kilos de CO₂ par mégawattheure. Après si vous mettez plus au large, ça vous permet de faire des plus gros parcs qui permettent d'atteindre des objectifs. L'éolien, on en a besoin parce qu'on a des besoins divers, qui sont encore très importants en termes de consommation d'électricité. C'est là qu'on démarre nos centrales à gaz. Plus il y a d'éolien... Là, où on les démarre le plus, c'est quand il y a une petite faiblesse de l'éolien. Mais si on a des quantités d'éolien en termes de puissances installées importantes, ça permettra de moins avoir à recourir à ces ressources fortement émettrices qui sont dans des rapports de 1 à 10 voire 1 à 20. Il faut comparer ce qui est comparable. Ce qui est important par rapport au carbone, c'est d'abord d'arriver à éviter au maximum de mettre en marche des centrales fossiles pour faire l'appoint parce que demain, on ne parlera pas de pointe, mais d'appoint pour compléter les renouvelables. C'est la première chose puis si ça coûte un peu plus cher en termes d'émissions de gaz à effet de serre et ça ne doit pas le coûter puisque peu importe le bilan carbone s'il est moins bon, si d'un autre côté ça permet de trouver des sites qui d'un point de vue environnemental permettent une meilleure production de la biodiversité, il faut mettre ça en balance. Il ne faut pas que le changement climatique se fasse au détriment de la biodiversité et peut-être inversement. Malgré tout, réduire les températures va avoir un effet bénéfique sur la biodiversité. Le fait de mettre de l'éolien et de remplacer le pétrole entre autres, les énergies fossiles, par des énergies renouvelables et même de l'éolien, même si on a un petit impact de biodiversité, on va éviter de mazouter tous ces oiseaux de mer quand il y a un échouage. Il faut intégrer tout ça, tous ces impacts qui sont globaux et liés aux activités qu'on avait au 20^e siècle et aux problèmes de marées noires qu'on a pu avoir, au dégazage qu'on a encore régulièrement, des fonds de cuve, des pétroliers au large de nos côtes.

Alexis Darquin : C'était pour apporter une précision et confirmer ce que disait M. Grandidier. Pour répondre à la question d'Arnaud, puisqu'on a un parc en exploitation flottant depuis plus de 5 ans en Écosse sur lequel on a établi des bilans carbone, si je peux me permettre de schématiser de l'ordre de 25 kilos pour du flottant, alors qu'on est à 15 et en deçà pour du posé. Par contre, comme le disait M. Grandidier, on est en dans des ordres de grandeur complètement différents par rapport à des sources alternatives basées sur du gaz. Pour répondre à la question d'Arnaud, si on compare avec du photovoltaïque, on est à du 90 kilos. On est quand même moins émetteur de carbone que d'autres ENR.

Luc Picot : Merci pour ces précisions. S'il n'y a pas de prise de parole, on s'achemine à grandes enjambées vers la fin de la réunion. J'excuse Francis Beaucire qui trépigrait de

poser des questions, mais son ordinateur lui a joué des tours. En revanche, il n'a pas perdu une miette de tout ce qui s'est dit. S'il n'y a pas de contribution, je tiens à remercier...

Marc Guyot : J'ai bien quelques points à ajouter de manière assez concise. D'abord de confirmer qu'on avait les calculs en Méditerranée, une baisse de vitesse de vent, c'est impactant sur le LCOE, mais aujourd'hui, on le voit bien dans l'éolien offshore, les gens savent faire des machines spéciales pour le no wind. Ce n'est pas quelque chose d'insurmontable. Ça pourrait être même moins impactant pour de l'éolien flottant dont la structure est directement dimensionnée par ce qu'on appelle la poussée nominale que pour d'autres points. C'est pour dire que ce n'est pas parce qu'il y a moins de vent que ce n'est pas intéressant et pour conforter différents points de vue à ce sujet. Mais surtout, un petit retour en arrière, pour ne pas sous-estimer l'aspect optimiste qu'on pourrait avoir avec l'éolien en général. Les courbes de l'éolien onshore, entre 80, 90, 2000, on a eu un boom. Représentons-nous les machins qu'on faisait aux États-Unis en 1980, ça faisait 200-300 kilowatts. Aujourd'hui, dans l'éolien offshore planté, bottom fixed, il y a 7 ans, j'ai commencé il y a 10 ans dans ce milieu, on disait : « Si le bottom fixed ne passe pas sous les 100 euros par mégawattheure, ça ne sera pas rentable. Ça ne va pas marcher ». Vous l'avez vu à Dunkerque, ça a baissé sous les 50 euros par mégawattheure. Qu'est-ce qui explique cette réduction ? C'est la réduction du coût du risque, du coût du financement. C'est très impactant. Le flottant n'en bénéficie pas maintenant, mais en 2030-2035, il en bénéficiera. Le coût du financement va passer, le « WAX » va passer de 7 %, 10 % à 3 %, 4 %. Ça dépendra du contexte économique, mais il va baisser. Deuxième point, l'éolien offshore en mer a descendu sous 50 euros parce que la puissance des éoliennes a augmenté. On ne doit pas sous-estimer que la puissance des éoliennes augmentent plus vite que tous les pronostics. Je vais être concret, on peut tracer une droite avec une pente linéaire où on gagne un mégawatt de puissance unitaire tous les 2 ans. Ça veut dire qu'il y a 10 ans, les éoliennes qu'on installe aujourd'hui en mer faisaient 5 mégawatts de moins. Aujourd'hui, les fabricants d'éoliennes, vous les connaissez, passent au-dessus de cette courbe. Ça croît plus vite que ce qu'on attendait. La question qui va se poser pour la compétitivité du flottant à l'horizon 2030-2035, c'est : quelle taille de turbine les éoliennes flottantes vont-elles porter par comparaison aux éoliennes fixes ? Là-dessus j'ai un point de vue, je ne vais pas vous le partager aujourd'hui parce qu'on s'en fiche, mais je voudrais juste terminer sur une contribution importante qui n'est pas la mienne et donc qui est solide, c'est le DNV. Pour ceux qui l'ignorent, le DNV (Det Norske Veritas), c'est un organisme indépendant qui fait à la fois de la certification et du conseil. Ils ont vendu le 17 février une analyse sur la baisse du coût de l'éolien flottant. Ils estiment qu'à partir de 2025, on sera en dessous de 100 dollars par mégawattheure. Donc à peu près 80 euros par mégawattheure et qu'on va tendre vers 40 dollars par mégawattheure à l'horizon 2050. Il ne faut pas sous-estimer, et je serai plus optimiste que Clément Mochet sur ce point-là. Il ne faut pas sous-estimer la vitesse à laquelle le flottant va voir sa compétitivité augmenter. Je peux apporter les références de cette étude si vous le souhaitez.

Luc Picot : Merci. Je ne prétendrai pas résumer les propos de ces riches échanges de cet après-midi. Remerciez tous les intervenants d'avoir participé un peu au pied levé à cette réunion. Il nous semblait indispensable de la faire avant la fin du débat public du 28 février parce que les acteurs ont encore quelques jours pour nous soumettre le cahier d'acteurs. On a fait une petite dérogation, nous accepterons les cahiers d'acteur jusqu'au 20 mars. On

vous recommande vivement de le faire avant le 28 février si cela est possible pour vous et au maximum, de le faire pas à la dernière minute comme les déclarations d'impôts. Ce qui nous permettra de l'intégrer au maximum dans le compte rendu du débat. Le cahier d'acteurs est important pour nous parce que c'est un matériau riche pour le compte rendu. Je remercie tout le monde avant que tout le monde parte sur la pointe des pieds et qu'il ne reste que moi. Dernier événement, demain dernière réunion thématique sur l'ancrage territorial. On verra la question des paysages, de la filière économique que l'éolien peut mobiliser sur le territoire aquitain, etc. Puis 3 dernières réunions publiques : le 25 février à l'île de Ré, le 26 février à Oléron et le 28 février en visioconférence, la clôture de ce débat public. 5 mois de débat, j'espère qu'on aura un peu tout étudié. S'il y a des choses qui manquent, n'hésitez pas à nous le mettre dans les cahiers d'acteurs ou dans les contributions sur la plateforme participative. Je remercie Francis qui est aphone et qui ne peut rien dire. Si Arnaud tu veux dire un mot, pas de souci.

Arnaud Passalacqua : Merci à tout le monde.

Luc Picot : Au revoir.